

出國報告（出國類別：開會）

2010 MEGA Symposium 研討會

服務機關：台灣電力股份有限公司

姓名職稱：李建平—副處長

派赴國家：美國

出國期間：99 年 8 月 28 日至 99 年 9 月 4 日

報告日期：99 年 10 月 29 日

出國報告審核表

出國報告名稱：2010 MEGA Symposium 研討會		
出國人姓名(2人以上,以1人爲代表)	職稱	服務單位
李建平	副處長	環境保護處
出國期間：99年8月28日至99年9月4日		報告繳交日期：99年10月29日
出國計畫主辦機關審核意見	☒ 1.依限繳交出國報告 ☒ 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) ☒ 3.內容充實完備. ☒ 4.建議具參考價值 ☐ 5.送本機關參考或研辦 ☐ 6.送上級機關參考 ☐ 7.退回補正,原因: ☐ ☐ 不符原核定出國計畫 ☐ ☐ 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料爲內容以 ☐ ☐ 內容空洞簡略 ☐ ☐ 電子檔案未依格式辦理 ☐ ☐ 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 ☐ 8.本報告除上傳至出國報告資訊網外,將採行之公開發表: ☐ 辦理本機關出國報告座談會(說明會),與同人進行知識分享。 ☐ 於本機關業務會報提出報告 ☐ 9.其他處理意見及方式:	
層轉機關審核意見	☐ 1. 同意主辦機關審核意見 ☐ 全部 ☐ 部分_____ (填寫審核意見編號) ☐ 2.退回補正,原因: _____ ☐ 3.其他處理意見:	

說明：

- 一、出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。
- 二、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。
- 三、審核作業應於報告提出後二個月內完成。

報告人



單位

主管



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：2010 MEGA Symposium 研討會

頁數 51 含附件：☒是 ☐否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司人事處/陳德隆/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

李建平/台灣電力公司/環境保護處/副處長/(02)2366-7202

出國類別：☐1 考察 ☐2 進修 ☐3 研究 ☐4 實習 ☒5 其他

出國期間：99 年 8 月 28 日至 99 年 9 月 4 日 出國地區：美國

報告日期：99 年 10 月 29 日

分類號/目

關鍵詞：空氣污染物、溫室氣體、減量法

內容摘要：(二百至三百字)

此次出席美國馬里蘭州巴爾的摩市舉辦 2010 年第八屆國際大型空氣污染防治 (MEGA) 研討會，係為瞭解美國解決電廠燃煤方面空氣污染物有關的問題；本會由美國能源部(DOE)/國家能源技術實驗室(NETL)、電力科學研究院(EPRI)、美國環境保護署(EPA)、空氣及廢物管理協會(A&WMA)共同主辦，研討會中展示了最新發展及營運經驗，讓與會者瞭解美國如何以完善的方法，減少火力電廠鍋爐排放硫氧化物、氮氧化物、粒狀物、汞和有毒物質等空氣污染物的排放量。2010 年重點研討二氧化碳與汞排放量的減量技術。台電公司派員參與此盛會可與各廠家互相交換意見、經驗分享，以獲取更多有關的技術資訊瞭解，如最新的空污技術及環保管理方法，俾利台電公司未來新機組與既有設施空氣污染防治規劃和措施改善之參考。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

目 次

	頁次
壹、出國緣起與任務	1
貳、出國行程	4
參、研討會主要議程	5
肆、電廠空氣污染物控制技術的發展	8
一、碳管理技術	8
二、汞控制技術	16
三、氮氧化物控制技術	22
四、硫氧化物控制技術	26
五、粒狀污染物控制技術	28
六、台電公司空氣污染物控制技術研發	30
七、參考文獻	35
伍、心得	36
陸、結論與建議	40
附件 技術研討分組會議議程	42

圖 目

	頁次
圖 1 美國環保法規對電力事業要求的時程圖	7
圖 2 汞控制判定方式圖	19
圖 3 台電公司 9806 電源開發方案	31
圖 4 歷年氮氧化物排放改善績效均值	33
圖 5 歷年硫氧化物排放改善績效均值圖	33
圖 6 歷年粒狀污染物排放改善績效均值圖	34

壹、出國緣起與任務

行政院院會於 97 年 6 月 5 日通過「永續能源政策綱領」。此一政策綱領的落實與執行，則有賴四項法案的立法與修訂：「溫室氣體減量法」（建構溫室氣體減量能力並進行實質減量）；「再生能源發展條例」（發展潔淨能源）；「能源稅條例」（反應能源外部成本）；「能源管理法」（有效推動節能措施）。

在部門別的節能減碳措施上，針對產業部門，該綱領提出的政策方向如下：

- (1) 單位產值碳排放密集度於 2025 年下降 30%以上。
- (2) 核配企業碳排放額度，賦予減碳責任，促使企業加強推動節能減碳產銷系統。
- (3) 輔導中小企業提高節能減碳能力，建立誘因措施及管理機制，鼓勵清潔生產應用。
- (4) 獎勵推廣節能減碳及再生能源等綠色能源產業，創造新的能源經濟。

在配套措施中，並且提出：規劃碳權交易及設置減碳基金，輔導產業以「造林植草」或其他減碳節能方案取得減量額度；推動參與國際減碳機制，透過國際合作加強我國減量能量。該綱領並且針對政府部門的節能減碳措施，要求：政策規劃應具有「碳中和 (Carbon Neutral)」概念，以預防、預警和篩選原則進行碳管理。台電公司身為國內主要電力供應者，對於溫室氣體管制之努力責無旁貸，但是以國營事業的角色，必須依據國家能源政策，配合未來電力需求之成長，提出電源開發方案。為展現對溫室效應議題之重視，在依循行政院於 97 年 6 月 5 日通過「永續能源政策綱領」之「能源、環保、與經濟」之政策目標及「二高（高效率、高價值）二低（低排放、低依賴）」政策原則下，已研擬可行之溫室氣體整體減量方案，加以執行，有關成效謹供社會大眾參考了解。

行政院 2010 年 1 月 18 日公佈節能減碳減量目標及配額，台灣十年內須減少二氧化碳 (CO₂) 排放量 8,700 萬噸，回到 2005 年時的水準 (2.57 億噸)，此一目標比馬總統英九競選時的政見－2002 年回到 2008 年水準「稍嚴」，政府推動減碳的力道將加大、速度將加快，對產業的衝擊也加重。但目標確立後，因政府加速發展綠色能源產業，相關產業結構勢必跟隨調整，加上全民節能減碳總動員，長期而言，經濟成長將與碳排放強度脫鉤。

行政院「節能減碳推動委員會」2010 年 1 月 18 日召開首次會議，由副院長朱立倫主持，通過短、中、長期節能減碳目標，短期為 2020 年回到 2005 年水準，即須

減碳 8,700 萬噸，約當 2005 年排放量的三成；中期為 2025 年回到 2000 年水準；長期為 2050 年回到 2000 年水準的一半。

為達到減量 8,700 萬噸目標，行政院規劃將從淨源、節流、境外採購碳權、植林，和開徵能源稅、碳權交易、擴大民營電廠、綠建築、重大投資案抵換碳權等方向，多管齊下，訂出各項減量配額。其中配額最高、減量最大宗的是潔淨能源，達 4,100 萬噸；其次是境外碳權購買，預估達 2,670 萬噸。

淨源部分，將透過高低碳如天然氣、再生能源、核能等發電比率，預料將有利能源三法全數過關施行，也有利再生能源產業發展，並將同步配合再生能源產業登陸鬆綁的政策，有利企業在對岸取得碳權排放的抵換權。

至於境外採購碳權，將以國營事業為推動重點，如台電公司、中油公司將是重點，須減少 2,670 萬噸二氧化碳。目前環保署亦規劃成立清碳聯盟，協助企業進行國外碳權抵換。不過，向國外購買或取得上限占 35%，企業須先在國內減量，不足才可向國外購買。

行政院 2010 年 1 月 18 日訂出短期減碳目標，是比照多數先進國家水準，2020 年回到 2005 年水準，較總統競選政見的 2020 年回到 2008 年水準「稍嚴」，對產業的衝擊加大。行政院政務委員梁啟源表示，2005 年和 2008 年水準差距不大，約 126 萬噸。

環保署 2010 年 1 月 18 日也在會中提出「因應哥本哈根協定之溫室氣體排放減緩方案及減量目標」，首度公布政府節能減碳的減量目標、配額。行政院預訂以「非附件一」方式，向聯合國提交我國節能減碳最適方案，避免企業遭到制裁。

另台電公司為因應如上之考量，在長程考量上，未來火力發電如何朝潔淨燃煤「零污染」發展，及近程既有機組的污染防治設備如何進一步改善，俾提供優質的電力給國人使用，建立台電公司良好的形象。

回顧一下美國能源部所推動的淨煤計畫即是建造一個無污染、「零」排放 (zero-emission) 的未來火力電廠。為了石化燃料仍是人類未來主要能源之一，從美國能源部實驗室及試驗場址的技術發展來看，將可能實際完成一「零」排放且以燃煤為主的火力發電廠，這在以後的十年之內絕對是可以見到的事實。

美國朝向「零」排放的火力發電發展也已開始了一段很長的時間，大約有 50 年的歷史。煤炭技術演變主要是要有更好的方法來更新較老電廠及新電廠所面臨的環

境問題，這些努力有許多是成功的，諸如：排煙脫硫系統(吸收系統) 開發符合除硫的排放標準；低氮氧化物 (NO_x)燃燒器和燃燒後觸媒的設備幫助了發電廠符合氮氧化物排放標準；且屬於粒狀污染物的捕捉設備達到了令人驚訝的情形—在火力電廠煙氣收集微粒能有的 99.9%效率。在最近三十年間，美國境內的空氣品質變得更加乾淨，主要是因為新技術的發展、有效的新環境法規及低防治成本之故。近年來美國環境保護署(EPA)估計空氣污染下降超過百分之五十，而經濟幾乎成長了 190%，且火力發電廠中煤的使用增加幾乎三倍。

20 世紀 70、80 和 90 年代這些技術革新已漸漸的適應了。但是在 21 世紀，要求又改變了，新的關注包括煤炭的汞排放和 PM_{2.5} 及大氣中二氧化碳濃度上升等議題，因此我們更得考慮石化能源使用後對環境長期的衝擊。

由於，美國所需要的能源繼續增加使得燃煤發電佔比大約為美國電力的 50%；沒有它，美國不可能承受當前的經濟壓力。

幾年來新的工程學概念已開發了煤炭轉換為潔淨能源的技術，象徵潔淨電源世代的完整新方案已漸趨成熟了，例如 IGCC, IGFG 與燃料電池，現在是成熟了。另碳捕捉和封存的新技術顯示也可防止溫室氣體進入大氣。

此次有幸出席在美國馬里蘭州巴爾的摩市所舉辦的 2010 年 MEGA 研討會，瞭解美國解決碳管理及燃煤電廠空氣污染物有關的問題；由美國能源部(DOE)/國家能源技術實驗室(NETL)、電力科學研究院(EPRI)、美國環境保護署(EPA)、空氣及廢物管理協會(A&WMA)聯合主辦，此次研討會展示了最新發展及營運經驗，讓與會者瞭解美國如何以完善的方法，尤其是從碳管理純化處理方式，提出二氧化碳的減排議題，回應至火力電廠減少硫氧化物、氮氧化物、粒狀污染物、汞和有毒物質等的排放量。台電公司參與此盛會並與各廠家互相交換意見、經驗分享，以獲取更多有關的技術資訊，對台電公司未來新機組與既有設施空氣污染防治規劃和改善有所助益。

貳、出國行程

一、8月28日至8月29日：路程，台北→美國洛山磯→巴爾的摩。

二、8月30日至9月2日參加美電力研究學會、環保署、美國能源部在巴爾的摩共同舉辦的 2010MEGA Symposium 研討會。

三、9月2日至9月4日：返程，美國巴爾的摩→洛山磯→台北。

美國能源部 2002 年創立的淨煤發電倡議行動 (Clean Coal Power Initiative, CCPI)是有相當的意義；淨煤發電倡議行動是一次在美國政府與產業之間合作夥伴，共同開發和展示先進的燃煤發電技術，共同成本分攤(cost-shared)，構造成國家級競爭，以回應美國布希總統承諾 10 年間投資 20 億元美金於新一代潔淨的燃煤技術。CCPI 的使命是要加速規劃、保證先進的技術，使美國有潔淨、可靠及低成本的電力行動。

在那時，新技術已從公營和私人部門湧現出研發成果。改善粉煤燃燒器設計、更好的煙氣防治系統、更高性能的渦輪機、和降低燃料電池成本等為例，皆顯示了降低排放的諾言和促進燃料的效率。前衛的技術產生了神經網絡和智慧型經營管理的新控制系統，能「微調(fine-tune)」燃燒過程的尖峰效率、減少空氣排放和降低營運成本。

從其最近主要潔淨煤炭技術的競爭發展，及加嚴訂定了環境標準等，大多數直接影響了燃煤發電廠。例如，已管制燃煤電廠的汞排放；國家空氣品質標準已修訂減少空氣中懸浮粒子的標準；及新法規減少臭氧的區域傳輸，現在更要求許多公用事業進一步減少氮氧化物的排放。而且，部會管理已提出了潔淨天空倡議行動 (CSI)，明白的要求 15 年後二氧化硫、氮氧化物和汞減少排放 70%，在美國國家歷史中為最積極的環境倡議行動。

未來 CCPI 競爭比賽的策略—淨煤辦公室策略計畫構想未來幾回合 CCPI 競爭比賽會越來越強調最尖端的技術。例如，不只是減少單一污染物的排放，而未來污染控制計畫將鼓勵結合多種污染物控制「包裹」技術能達到最低的成本。其餘的競爭比賽是也強調改善燃料使用和電力產生效率的先進技術，以減少溫室氣體排放、或者由碳捕捉和封存、或者兩個以上的組合。

參、研討會主要議程

今年的研討會政策方針專題演講是由 Rob Brenner 先生，美國環保署政策分析和回顧辦公室主任來主講，茲敘述摘要如下：

二十年前 Rob Brenner 先生就已介入了 1990 年空氣清淨法案的發展。在那時，許多電力產業反對立法的焦點：酸雨方案。他們爭辯說，在燃煤電廠投資控制是沒有知識的，因為電廠是老的且很快就退役了。20 年後我們在這裡，幾乎所有那些未管制的燃煤電廠仍然在，且大多數在未來幾年仍得繼續營運。他想要談到的計畫仍是要持續潔淨那些電廠。

持平而言，美國的電力至今有許多方面是令人敬佩的：它的可信度、它的普遍供應，它主要用國內的燃料和它有能力提供消費者低廉的電價。另外，近年來產業的二氧化硫和二氧化氮排放顯著改善了，已回應 EPA 及州立的方案。

縱然如此，我們誠信產業本質上也顯現出重大投資的不足，儘管減少污染技術的有效成本已經下降了，但仍有大百分比的燃煤電業未能加以管制。即使二氧化硫吸收塔在是 35 年前就買得到，但實際上美國超過三分之一的燃煤機組，其二氧化硫仍是沒有管控的。

更新的能源技術—它們是否是對新的燃煤電廠或更低的排放技術，能更加有效的污染控制-承諾提供更高效率和更潔淨的能源使用。在美國新的投資、商業活絡時，污染控制和電力生產技術能幫助激勵經濟活動，並且技術創新能提升美國企業的競爭力，和將來在新能源的投資。

由於未來環境法規訂定的重大不確定性，讓投資那些潔淨、現代化科技計畫遲滯不前，Rob Brenner 先生認為我們大家會同意立法投入於碳的價格上，俾對新的清淨能源工業提供刺激投資。實際上，2010 年 7 月總統提議的碳捕捉和貯存計畫，缺乏以碳的價格作為一個關鍵性前題，使利於碳捕捉和封存的規劃部署。令人遺憾的是過去幾年 EPA 公布不確定性甚至於一般性的污染物法規，在法院被否決了，這破壞了將來明智的投資樣式。

主要因為法院發現 EPA 過去十年中的空氣清淨議程是與空氣清淨法案不一致，因此 EPA 被迫再重回到那些法規，並且提出與公布空氣清淨法案法規，重新來要求電廠污染物的範圍減少；這些新法規要求電力業變得更加乾淨，達到許多公共衛生和其他環境的好處。這些空氣清淨法案(Clean Air Act, CAA)法規、運輸法條，2010 年初夏第 1 次提出。

它將因鄰近州郡排放而不符合國家空氣品質標準的區域進入符合法規；藉由減少電廠的二氧化硫和氧化氮的排放將改進東部、中西部及南部橫跨 31 個州和哥倫比亞特區州界線的空气品質。

使用模式和其他工具，我們能估計排放、也許起因電廠營運甚至法規所反應的排放、費用和價格上的變化。還要確定法規所定的精確規格；然而我們知道這些管制行動的費用將是高的。目前，少受管控的燃煤電廠產生低廉地發電，在清潔空污選擇的一小部分典型的防制費用。在一些控制增加到這些電廠以後，他們將發電費用仍會低於全國的平均值。並且，這些法規的費用將由好處的價值而變小。

也許看起來所有電廠即將發生對空氣品質要求是複雜的，但是我認為它不是的。法規趨嚴意味著所有燃煤電廠之經營須採用目前科技進步之污染控制技術，以保護公共衛生。一些設法描繪此一環保列車時程表，當然趨嚴的法規不能危害到電力的可靠性，導致混亂至無底深淵。它是須電力事業和煤炭工業在提供國家乾淨電力的同時能做到的。如當酸雨計畫正進行發展前，我們提出了氮氧化物減量啟動協議（Session Initiation Protocol, SIP），因此 1997 年臭氧和微粒(PM)標準設定後，這些法規都未觸發電力供應可靠性的問題。

產業、清淨能源小組(Clean Energy Group, CEG)或者 CEG 的重要工業區段，最近一研究發佈了發現產業很好適應這些法規。他們發現，如果產業和法規管理者處理對法規依照上述的處理原則，將使電力業成為潔淨的、可靠性高水準的、更加高效率的世代電業。我所知符合期望管理需求的挑戰，污染控制的設施的增設是個大計畫。當然這個挑戰的反面是它產生了數萬個工作，對經濟亦有幫助。

法規將保證一個潔淨的電力區段和公眾健康很大地改進，因此一個最佳方案將用一個最低成本和更加永續的方式來達成這個目標。法規可以是個催化劑，將使發電成本內含環境和公共衛生費用。換言之，在這種情況下，煤炭亦可做為潔淨能源之一。我們相信這些環保法規(如附圖 1)將打開投資的另一扇門，且在一個現代、乾淨、電力系統與管理一致的承諾下，來建立潔淨能源的未來。如果我們發揮工作權，且其他參與者在這些過程中也承諾給予保護公眾健康和電力可靠性，我們最後總可以享受到一個乾淨和高效率的能源。

Possible Timeline for Environmental Regulatory Requirements for the Utility Industry

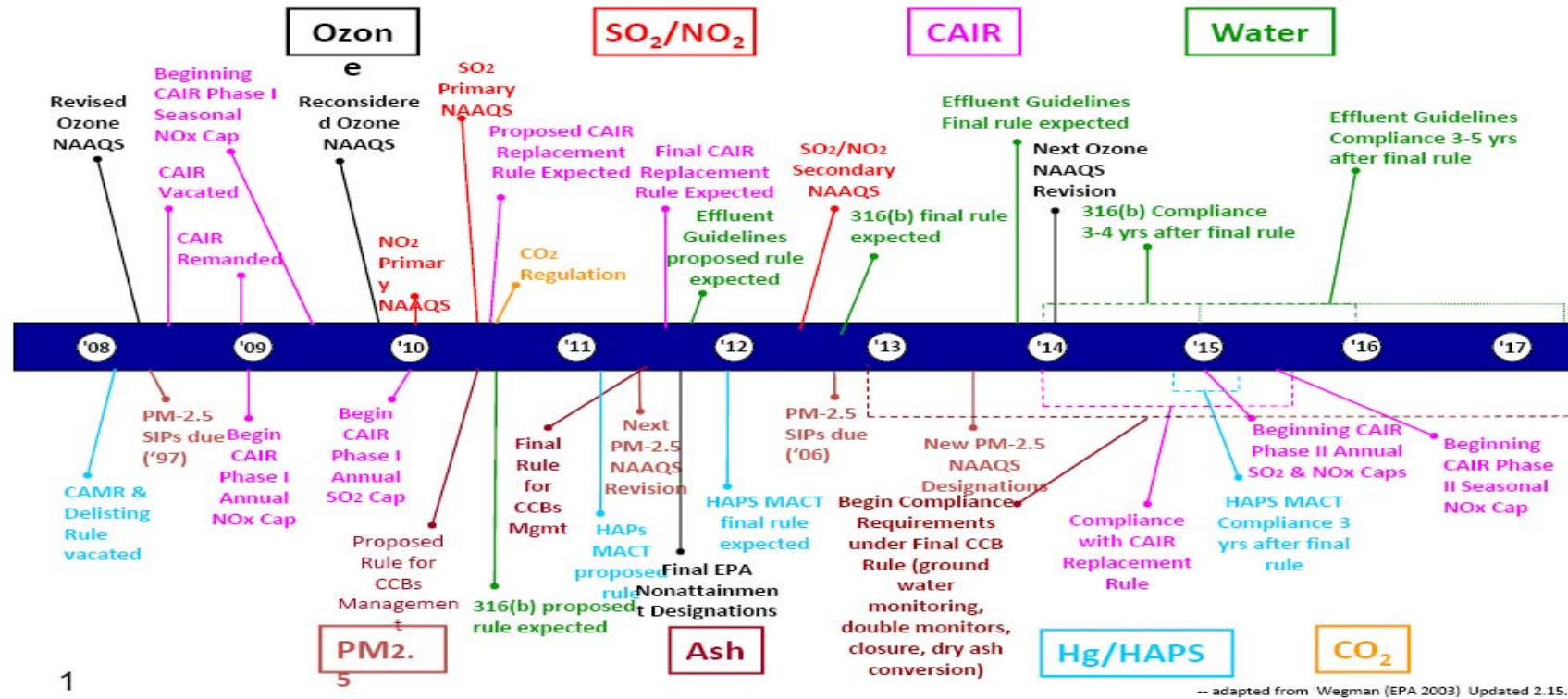


圖 1 美國環保法規對電力事業要求的時程圖

肆、電廠空氣污染物控制技術的發展

今天環境的重大變化現況是歷經近四分之一世紀(250 年)以來所呈現出來的。爲此，美國將管制燃煤電廠的汞排放；發電廠的煙氣排放必須符合修改過的國家空氣品質標準(National Ambient Air Quality Standards)，對重要的氮氧化物、臭氧和微粒物質等亦要求減少排放；美國總統的 CSI 行動將建立更加嚴密的二氧化硫、氮氧化物和汞的排放限制。

IEP 計畫策略目標主要是使美國超過 3.2 億瓩發電廠有效地符合這些新的要求。脫穎而出的創新技術也將強化技術基礎，使得下一代燃煤電廠有更好的污染物控制系統，和產生的數據能提供重要的、合理的訊息給管理和政策決策者。

茲將此次與會的見聞有關分別以碳管理技術、汞控制技術、氮氧化物控制技術、硫氧化物控制技術、粒狀污染物控制技術、多種污染物控制、煤炭副產物的運用及台電公司空氣污染物控制技術研發方面稍加敘述於后：

一、 碳管理技術

所有可利用來減少溫室氣體累積在大氣中的方式中，碳封存(carbon sequestration)是一種選擇，不會要求大規模和潛在地對我們的能源基礎設施有重大的變動。

「碳封存」在許多除碳方法中，以捕捉和永久地隔絕可能造成全球性氣候變遷的氣體。爲經濟繁榮而依賴複雜、緊密結合能源系統、具碳封存潛力來提供低成本的轉折時候，一個無碳能源的未來，即將成爲美國能源部最高優先研究的方案。

淨煤計畫辦公室在 1997 年增加了「碳封存」研究細目及時程表。今日因爲整合政府、產業在電廠或企業工廠的研究投資，引進捕捉二氧化碳的先進設備來顯示重大的承諾、低成本、還有更高的功能。首先使用儀器設備在戶外測試二氧化碳注入到地質結構中的情況，且相同工作陸續在全球各地推展。新技術正已發展追蹤 CO₂ 貯存的命運及提高自然碳接收過程的效率。新穎的化學和生物概念轉換 CO₂ 到燃料或良性固體(benign solids)來顯示對未來的突破，正帶領我們進入一扣人心弦的新道路。

同時這些先進的技術根本地是改變了世界能源未來燃煤方式的觀點。在最近三

十年，技術減少了燃煤中的空氣污染物形成，此為一了不起的進步。雖然通常二氧化碳的釋出為燃煤的一個必然結果，但是今天這種思考正在改變。碳封存能真實地導致無碳排放，使燃煤電廠成為一個不會釋出二氧化碳的電廠。

碳封存計畫的技術挑戰集中焦點在三種主要的工作：**核心研究、基礎設施發展、及技術整合**。

核心研究—為了緩和 CO₂ (和其他溫室氣體)核心 R& D 的實驗室、先導型電廠和野外工作，著重於發展新技術及新系統。它包括：CO₂ 分離和捕捉、存貯、監視、緩和驗證、突破觀念、及非二氧化碳溫室氣體(主要有甲烷和氮氧化物)控制。

碳分離和捕捉—在電廠和其他點源之二氧化碳封存以前，必須捕捉它成為一相對純淨的氣體。既有的捕捉技術，無論如何，尚不是成本有效的適用於電廠。大多數電廠和其他大排放源使用空氣燃燒時，很大數量的氮氣會到煙氣(因為空氣是 78%氮氣)中和稀釋 CO₂~15 體積百分比，此對捕捉 CO₂ 是極端無效率。傳統的(氨基)捕捉技術是也極端的耗能，耗掉傳統燃煤電廠的輸出功率多達三分之一。以氧取代空氣燃燒煤，會產生高純度的 CO₂，但是生產的成本相當的高，故氧氣是一個主要障礙。煤炭氣化產生「合成氣」的二氧化碳體積高達 40 到 60 體積百分比，會使 CO₂ 捕捉更有效率，特別是如果低成本技術可以發展為捕捉電廠所排放的 CO₂。

碳封存計畫研究者正探索各種潛在、更便宜、更有效的 CO₂ 捕捉方法，包括液態固體化學吸收劑、物理吸附劑、溶劑、膜、轉換為含水物(如冰物質)，及這些方法的組合。

CO₂ 貯存 R& D—封存或貯存是定義 CO₂ 的安置入一自然發生的貯藏庫，這樣方式它將隔絕了大氣上百至千年以上。貯存包括三種方式：地質的、陸地的和海洋封存。

地質封存如果持續研究和現場測試能保證它的環境是可接受的和安全的話，它可能是一個最為近期封存的選擇。可能的地質貯存地層包括耗盡的油和天然氣田、不再開採的煤層和深層岩鹽層。為證明二氧化碳不會從這些地層逃脫和游移至地表或污染飲用水源，上述是封存研究的一個關鍵性因素。

陸地封存—提高自然過程移除大氣中的 CO₂—也許是減少大氣 CO₂ 濃度—最低

成本有效的手段。上述適當地考量所有生態學、社會、和經濟意涵，是研究增加陸地封存速率的挑戰。

海洋封存還沒有被考慮為一可行的方法，主要是由於它對環境長期影響具不確定性，如封存是否有效，對海洋生態影響多大等。

監視、緩和和驗證 (MM&V) – 透過精確的技術和測量、驗證的儀器可將 CO₂ 安全地存放於地質地層或森林和土壤。而且，所有大規模封存營運將有能力查出 CO₂ 洩漏和游移在生態方面的損害，或不太可能發生洩漏事件。幾個技術挑戰存在，例如，如何精確定位從地質結構中偵測微小變化的洩漏；對 CO₂ 在大氣已經呈現的水準，必須發展且足以有效的保證 CO₂ 永久性貯存的驗證能力。

突破性概念 – 計畫追求革命性的封存方式，即有潛力、低成本、高功能及永久性、全球性容量的功能。模擬的過程本質上是找到那些特別的、感興趣的，主要是因為他們代表低能源路徑，且不要求純的、壓縮的 CO₂。

例如光合作用、微生物學的轉換二氧化碳到甲烷和醋酸鹽、和礦物接收二氧化碳形成碳酸鹽。複製這些自然過程深具挑戰性。二氧化碳是很穩定的複合物包含非常低量的化學能，使自然轉換過程典型地慢和無效率可言。因此，R&D 目標是去改善二氧化碳轉換過程的速度、能源的有效率、產生高價值副產物、和能源系統上須要轉換二氧化碳的成本較少才是上策。

非二氧化碳溫室氣體控制 – 甲烷是比二氧化碳要多 20 倍的溫室效應氣體；因此，以整體氣候變遷緩和策略而言，捕捉甲烷如同捕捉二氧化碳溫室氣體一樣重要。而且甲烷和其他溫室氣體可能有經濟價值，捕捉他們對環境和商業皆有利。由於煤礦和回填土是甲烷逃逸排放的主要來源，故碳封存計畫最初聚焦在礦坑通風系統游移的甲烷，和回填土氣體捕捉再生技術。美國能源部和環保署也認為煤氣是未來非二氧化碳溫室氣體控制的優先項目。

基礎設施發展 – 基礎設施的研發係針對未來碳封存和最終需要大規模的封存方法，故美國淨煤策略辦公室邀集國內外合作夥伴對全國性、全球性的封存基礎設施進行研究工作：

地區碳封存合作夥伴 – 地區合作夥伴已在美國範圍內及加拿大形成：(1)建立地區二氧化碳來源和地槽的基準；(2)辨認最有可能的地區特性封存技術及最有機會的場址；(3)法規、環境和推廣的相關問題；(4)發展適當的 MM&V 協定；

及(5)支持封存示範及規劃。在 2003 年 8 月 16 日，能源部長部指名最初七個地區碳封存合作夥伴後，今日合作夥伴包括超過 240 組織跨過 40 個州，3 個印第安國家，和 4 個加拿大省份。

碳封存領導論壇—在 2003 年 2 月 27 日，布希總統指定了能源部和創始州形成碳封存領導論壇 (Carbon Sequestration Leadership Forum, CSLF)。CSLF 是一個國際性組織聚焦於碳捕捉和貯存技術發展的氣候變遷倡議行動，以期長期穩定大氣中的溫室氣體水準。這倡議行動設計改善碳捕捉和貯存技術將通過 R&D 的協調與國際夥伴和私有企業合作。

技術整合—應該關心全球氣候變遷及努力持續作 R&D，以在 2020 年期限內完成燃煤電廠碳封存核心技術的研發工作。而不是碳捕捉和營運系統分開處理，它是一獨立設備—類似早期的空氣污染控制方式一樣，可更有效、更便宜的從設計起就整合封存技術在電廠裡。在淨煤策略辦公室，FutureGen 計畫的重點即為此種方式的首先型整合的先鋒工作。FutureGen 將是世界上第一個電廠合併碳封存如同一固有的煤炭轉變能源過程一樣。CO₂ 在 FutureGen 電廠將從煤炭氣化分離及捕捉，這為了永久的地質貯存。

技術研討分組會議議程檢附如附件，以下是本次研討會各個碳管理技術發表的摘要，分述於下：

(一) 能源部(DOE)既有的燃煤火力發電廠的碳捕捉研究與發展

Ciferno J. P.等人(2010)認為在最近不久的未來，可能每年約 20 億噸 CO₂ 排放的煤火力電廠被規範。認為目前的 CO₂ 捕捉技術並非是成本有效的且不能展示說明多大規模(尺度)下，美國能源部國家能源技術實驗室(DOE/NETL)已啟動一研究發展計畫直接鎖定於後燃燒及複氧燃燒 CO₂ 捕捉技術可能被翻新改造使用到既有的燃煤電廠。

DOE/NETL 努力的目標是開發先進的 CO₂ 捕捉技術對既有的及新興的燃煤火力發電廠—當在少於 35%增加電力成本下結合 90%CO₂ 捕捉。一先進的研究發展計畫已建立發展多重 CO₂ 捕捉技術選項，此將有可能符合 2020 年的成本目標。

(二) 電力業規劃的二氧化碳捕捉技術

一種逐漸被採用的方法，Irvin J.N.和 Ivie M.A. (2010)認為南方電力公司在與

三菱重工業及其他合夥合作下，在阿拉巴馬巴里(Barry)發電廠正積極發展一種使用 KM-CDR 後燃燒 CO₂ 捕捉設施。第一個計畫，2011 年初開始，一天 500 噸(ton per day,TPD) CO₂ 捕捉及壓縮技術的電廠正設計建造。在這設施下，這計畫將對燃料、動態操作、長程營運性及可靠性全範圍的評估 CO₂ 捕捉過程。第 2 個計畫，從 500TPD 示範電廠發展至一天捕捉 300 噸(TPD)排放的工業規模及未來整合至發電機組。

阿拉巴馬電力公司擁有或經營的 24 電廠有 81 台機組，總裝置容量超過 1,300 萬瓩。是在巴里發電廠規劃二氧化碳捕捉和貯存的示範計畫，該計畫將由南方公司(Southern Company)和三菱重工業有限公司(Mitsubishi Heavy Industries Ltd., MHI) 在阿拉巴馬巴里發電廠的一個現有機組靠近 Mobile, AL 附近建立一示範二氧化碳排放的設施。自 2011 年開始，每年捕捉 100,000 至 150,000 噸之 CO₂ 捕捉，打入一個深鹽水層地質結構的永久地下貯存。此 CO₂ 捕捉技術將被提供給 DOE 東南地區碳封存合作夥伴(Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership, SECARB)。這個計畫的 CO₂ 捕捉技術，叫 KM-CDRTM，由 MHI 和 Kansai 電力公司共同地開發。這製程已在日本一個較小規模的燃煤發電廠和當前環球部署商業運轉的天然氣燃燒系統展示了。這個計畫代表目前最大的燃煤技術示範。大會中已提出示範計畫概述和進展。

(三)位于德國威廉港 E.ON 公司的 AG 燃煤火力電廠採用 Fluor^{PlusSm} s Econamine FG 技術示範二氧化碳捕捉計畫

Reddy S.等人(2010)認為 Fluor Corporation 公司和德國 E.ON 能源公司結成一策略合作夥伴開發上述先進的 CO₂ 捕捉技術。會中曾描述位於德國威廉港(Wilhelmshaven)的 E.ON 燃煤電廠示範的發展方案。示範包括 EFG+系統的先進特點。70 Tc/d CO₂，示範將處理 17,000 Nm³/h 煙氣與超過 90%的 CO₂ 回收。計畫包括測試下一代 EFG⁺溶劑及電廠設計符合候選溶劑的範圍、兼容性和易於修改的過程和先進技術。電廠特點是有先進的儀器和網路監視。先進的概念是減少蒸汽處理和電力的需求。最終，計畫將先進的建築材料選擇、高效率的 CO₂ 捕捉技術彙整到現代電廠。

後燃燒二氧化碳捕捉系統雛型的現場測試結果，為 McLarnon C. R.和 Jones

M. (2010)從 2008 年 12 月所試驗測試它的後燃燒 E CO₂ 碳捕捉技術。1-MWe 試驗機組設置在 FirstEnergy's R.E.近俄亥俄州 Shadyside 的漢堡發電廠 (Burger Plan)。在 2009 年期間，Powerspan 公司在改善性能上增強其結構試驗。在運轉期間，試驗機組在煙氣流量率和 CO₂ 量的設計條件下，CO₂ 捕捉平均大於 90%。試驗機組顯示出可適應電廠正常變動的營運，邁向商業規模系統是必要的一步。根據試驗 CO₂ 捕捉和壓縮的商業成本估計少於每噸\$50 美金。

以先進的溶劑和 TKO™ 製程的後燃燒 CO₂ 捕捉的示範和驗證，Wang B.等人 (2010)說明 Doosan Babcock 公司目前安裝一座後燃燒 CO₂ 捕捉(Post Combustion CO₂ Capture, PCC)溶劑吸收塔的實驗電廠，其裝置是 160 kW 的排放減量試驗設備(Emissions Reduction Test Facility, ERTF)，位於蘇格蘭的蘭福廬 R&D 中心(Renfrew)，每天大約捕捉 1 噸 CO₂。它將發展為每天捕捉 100 噸 CO₂，將在 2011 年第一季開始運作。

Doosan Babcock 會中提出 PCC 的發展、測試和驗證過程以及討論在每天捕捉 100 噸的電廠計畫。ERTF 測試結果予以討論包括：操作條件的範圍的溶劑功能試驗，諸如電廠的啟動、停機、關閉及其他過渡狀態，溶劑選擇適當的、輔助電力需求、溶劑的退化和溶劑補充需求。

日立以新的吸收劑用於燃煤火力發電廠二氧化碳吸收的技術，Kikkawa H. 等人(2010)說明日立已在燃煤電廠研發一捕捉二氧化碳的氨基吸收塔新技術。發展方案包括吸收劑和添加劑的商業和新的組合測試。超過三十種氨物在實驗室裡和實驗電廠測試評估。CO₂ 吸收塔系統的實驗電廠測試是在與東京電力公司合作的一個燃煤電廠進行。二千小時的連續營運達到 CO₂ 減量超過 90%。此後在商業規模(bench-scale)試驗改進氨基吸收劑可進一步減少 CO₂ 吸收塔系統的能源消耗與吸收劑退化。

(四)燃煤電廠試驗先進氨基製程(AAP)捕捉二氧化碳的營運經驗

Handagama N. B.等人(2010)說明 ALSTOM 電力公司和 Dow Chemical 公司，於 2009 年 9 月共同地在 Charleston WV,進行一套實驗電廠處理煙氣 CO₂ 排放。其以 UCARSOLTMFGC-3000 氨物溶劑處理燃煤鍋爐煙氣。電廠設計以 90% CO₂ 捕捉效率每天捕捉 5 噸 CO₂。煙氣在經碳捕捉設備之前先通過濕

式脫硫(WFGD)預處理。本測試方案在寬廣的操作條件、在穩定狀態和過度狀態之下，可提供氨基穩定和退化的溶劑性能資訊，供後續計畫改進。

固體吸附劑作為改進二氧化碳捕捉之技術，Sjostrom S.等人(2010)說明 ADA 環境解決方案，係經由 DOE 的合作協議、EPRI 支持和幾個電力工業夥伴，評估後燃燒捕捉，使用固體吸附劑 CO₂ 的潛力。許多固體比溶劑有更低的熱容量和更高的 CO₂ 主導工作能力。由於更低的再生能源即可獲得純化 CO₂，因此，基於固體的系統有潛力大大地減少計畫的捕捉成本，從二個燃煤電廠的 1kW 試驗評估，可以獲取學習的經驗。

低成本、高容量、可再生的吸附劑運用於二氧化碳捕捉，Alptekin G.等人(2010)說明 TDA 研發出一種從合成氣的物理吸附過程移除 CO₂ 的吸附劑。吸附劑對 CO₂ 有相當強的親合力，能有效的操作在溫度升至 300°C (遠高於從商業氯化器合成氣的露點)。然而，因為吸附劑和 CO₂ 不會成一個真實的共價鍵，所以能量必須再生我們的吸附劑(每莫耳 CO₂ 5.4 kcal)是低於那被觀察的氨基溶劑和化學吸收劑。我們的吸附劑可以是恒溫地再生，且 CO₂ 可能回復在壓力(~150 psia)以減少能量必須壓縮 CO₂ 為了封存。吸附劑的高表面積和有利多孔性也提供一獨特的平台介紹另外的功能例如水氣體轉移(water-gas-shift, WGS)反應或微量金屬移除。在會議上提出從吸附劑評估和氣流示範的結果。

(五)Doosan 巴布考克 4 萬瓩複氧燃煤電廠的燃燒器示範

Fitzgerald D.等人(2010)認為 Doosan Babcock 在 2020 年之前開發商品化的競爭複氧燃燒技術。它帶領開發複氧燃燒技術的很多英國政府部門支持的合作計畫案，包括複氧燃燒系統(OxyCoal 2)的示範計畫。計畫展示 40MW，Doosan Babcock 的複氧燃燒系統燃燒器，是可適用的對新的和式樣翻新先進的超臨界鍋爐電廠。

會中已談論從 Doosan Babcock 的複氧燃燒系統燃燒器的示範和營運經驗所獲的最新結果。在 2010 年 1 月中旬，等溫描述特性和煤炭空氣燃燒基礎線功能測試已順利地完成。轉變從空氣到複氧燃燒順利地展示了在油燃燒、煤燃燒和複氧燃燒功能測試過程。功能測試包括描述特性離火火焰形狀、火焰穩定、煙氣組成、及熱傳導參數對複氧處理操作參數。

(六)技術考量對複氧燃燒煙氣條件性

Musio B.和 D. McDonald(2010)認為複氧燃燒排放至大氣的粒狀物質、二氧化硫、氧化氮和汞在低於目前 EPA 檢測之下，實際上是零。冷卻的煙氣， CO_2 濃度高，可壓縮和進一步純化在壓縮和純化系統(Compression and Purification Unit, CPU)利於貯存。在空氣燃燒和複氧燃燒間最大的區別在煙氣組成及製程對最小的空氣滲透要求；它對設備設計有著重大的影響。從 1997 Babcock & Wilcox 已運作給燃煤發電市場帶來先進的碳捕捉和封存(Carbon Capture and Storage, CCS)技術。Babcock & Wilcox 通過實驗室測試，30 MW，試驗測試和嚴謹綜合化和優化分析順利地開發了複氧燃燒。已準備好為現稱全方位商品化作示範。會中曾描述在複氧燃燒電廠中對煙氣適應的設備設計作考量。

在燃煤電廠鍋爐—複氧燃燒器的發展，Shan J.等人(2010)認為複氧燃燒的應用對既有電廠提出不定量的挑戰，如複氧燃燒的特性與空氣燃燒比較下未能充分地確定。顯著的問題存在於複氧燃煤燃燒器的燃燒系統的操作和在一空氣燃燒的電廠鍋爐和燃燒那邊水牆的腐蝕及過度加熱管金屬表面等。結果提出—1.2 MW 複氧燃煤研究燃燒器在空氣和在一個試產級的熔爐的複氧條件下燃燒的一個實驗性計畫。提出錄影詳述火焰特徵依賴性主要在速度、濃度和混合策略上。材料的腐蝕率特點已由美國電業燃煤鍋爐加以量測，經由即時電化學噪聲偵測技術對空氣和複氧燃燒的條件。在金屬管副產品的期望相對地增加，當改型為複氧燃燒，根據管材料、煤炭類型、溫度和氣體種類予以提出討論。

Calera 過程規模加大從電力生產煙氣的碳捕捉及礦化，Constantz B.(2010)認為 CO_2 永久轉換成 CO_3 到有利再用的碳酸鹽礦物裡提供一聲音和成本有效的選擇給地質和地表封存。Calera 私有的過程轉換從電廠的煙氣 CO_2 排放和其他點源的排放轉換安全，穩定的建築材料使用 1/2 噸 CO_2 轉換成一噸的材料。另外也去除 CO_2 ，Calera 過程也從煙氣蒸汽移除> 90%的 CO_2 。Calera 目前操作一連續的0.1 MWe 實驗電廠且已建造完成發給 10MWe 的示範機組其 CO_2 由從加拿大 Moss Landing 的 Dynegy Moss Landing 的天然氣發電廠的尾氣所提供。在會中已報告關於在實驗電廠和示範設施，先進的發展技術和對另外正進行示範場址的擴展。

反昇華 (Anti-Sublimation) 的二氧化碳捕捉：過程的概述，Hees W. G.等人 (2010)認為 Alstom 公司和美國電力公司(American Electric Power, AEP)共同地參與了碳捕捉和貯存(carbon capture and storage, CCS) 計畫的設計、設施、起動和營運，使用 Alstom 冷凍氨過程(Chilled Ammonia Process, CAP)在 AEP 的登山家發電廠(Mountaineer Power Plant)。AEP 在多孔性岩層已允諾 Battelle 開發一個地質貯存系統存放 CO₂，位於發電廠址。CCS 計畫" 產品檢驗設施(Product Validation Facility, PVF) " 在登山家一大小約是 2 萬瓩發電容量且介入燃燒從一個既有的燃煤鍋爐的煙氣尾氣的處理。產品檢驗設施的初始營運在 2009 年 9 月開始了與大約捕捉了 15,000 噸 CO₂ 和 9500 噸 CO₂ 注入到地質貯存地層迄今。Alstom 的經驗獲得在其他冷凍氨過程試驗電廠已在會中登山家的 PVF 和結論獲大家的肯定。

Bustard J. 等人(2010)認為活性碳注入系統的合同，超過 140 個鍋爐的(5,500 萬瓩)為了汞控制由電力公司們迄今授予了。在 2010 年初一個額外的 15 個到 20 個合同期望為新的發電廠和符合目前州立汞的法規。公共產業的一個新的 MACT 法規，與水泥和工業鍋爐期望的 MACT 法規一道，預計在 2011 年開始顯然地增加需求於注入系統的設施，且已展現商業汞控制系統第一波浪潮的設施與營運，以及對活性碳注入系統用戶的推薦，其管理獲得成本、流程、功能保證皆已在會中討論。

Hizny W.等人(2010)認為燃煤電力事業繼續尋找控制汞排放的新、成本有效的吸附劑，雖然同樣保持煤灰的價值。最新的演變 BASF 汞吸附劑技術-ZX -是的礦物基和顯示了汞捕捉效率和成本可比較與溴化粉本的活性碳，當保存煤灰暢銷時。全方位從 50 萬瓩的現場參數和試驗結果於 PRB 火力發電業裝置纖維過濾器已於會中提出。買得到的溴化活性碳測試在場址提供比較參考。也提出煤灰和吸附劑混合物的具體產物測試、程序及結果。

二、汞控制技術

汞控制—減少汞排放的 R&D 是重要的 IEP 計畫。美國總統提出的 CSI 立法和美國環保署的潔淨空氣汞條例(CAMR)認為目標 2018 年需要低成本的控制技術以符合嚴密的汞排放減量法。因此進一步的研究是需要的。

電廠煙氣中，汞約佔十億分之一，對環境是一項的挑戰。汞釋出的基本形式如氣態汞或是固體氧化汞。氣態汞的捕捉是最困難的。燃燒初級亞煙煤及褐煤 (low-rank subbituminous and lignite coals) 與煙煤 (bituminous coals) 相比，其氣態汞比例相對地高。

煙氣中注入粉狀的活性碳來捕捉汞，已顯示是可行的技術，但是它仍處於早期階段，且在各種的情況(如燃料屬性、煙氣溫度和追蹤氣體組成)比較下，其處理費用是非常的高，包括每磅汞捕捉約須 50,000 到 70,000 元美金和電廠飛灰無法再利用的處理價格。

靜電集塵器、袋式集塵器或者煙氣除硫系統能捕捉固態汞、氧化汞顆粒或附著於飛灰與吸附劑的汞，但是汞經常還是轉換成蒸氣狀態，減少其有效率。

觸媒脫硝設備可轉換氣態汞為固態氧化汞。IEP 計畫研究進行整合在濕式排煙脫硫或先進的粒狀污染物控制設備中捕捉氣態汞和氧化汞。至於鎂基鹼注入將研究作為防止煙氣在更低溫形成酸的方法。

聯合國環境計畫 (the United Nations Environment Programme, UNEP) 管理委員會論及人類汞排放的問題，決定準備在 2013 年之前完成汞的一全球性儀器。能從燃煤電廠提供汞排放的減少，紀錄在 UNEP 的處理最佳化指引 (Process Optimization Guidance, POG)，當前的指導文件總結在最終草案中。另外兩個活動範圍在目標國家包括與汞存量準備和汞減排示範的協助。一些計畫工程在俄國和南非提議在下一年之內開始。

1. 計畫的範圍和目的

- 協助國家的目標評估從燃煤電廠潛在汞減排
- 協助排放存量準備的國家

2. 處理最佳化指引指導文件

- 協助確定的指南最適當的方法來減少汞排放
- 促進最簡單和最經濟的方法，包括：
 - 效率改善
 - 煤炭治療
 - 雙贏的方法
- 描述汞排放控制技術

- 將翻譯成漢語和俄語

汞控制判定方式

- 當前是基本的工具開發確定控制具體電廠的選擇
- 情況是非常具體測站且專家的幫助是需要來確定最佳化的方法
- 打算做網上交談式

3. 汞排放存量改善

- 在燃煤電廠分析汞含量
- 在污染控制技術收集資訊
- 汞在煙氣和灰濃度量測在南非和俄國的二個電廠；要做同樣的目標在印度
- 測量在與美國環保署(EPA)和美國地質調查所(U.S. Geological Survey, USGS)合作下完成
- 量測工具箱由 EPA 開發且使用俄語和美文儀器

4. 示範計畫測試方法和汞減少技術

- 俄國聯邦：測試在二個電廠使用不同的煤炭和控制技術
- 南非：煤炭處理示範計畫
- 印度：對貫徹的目標示範計畫

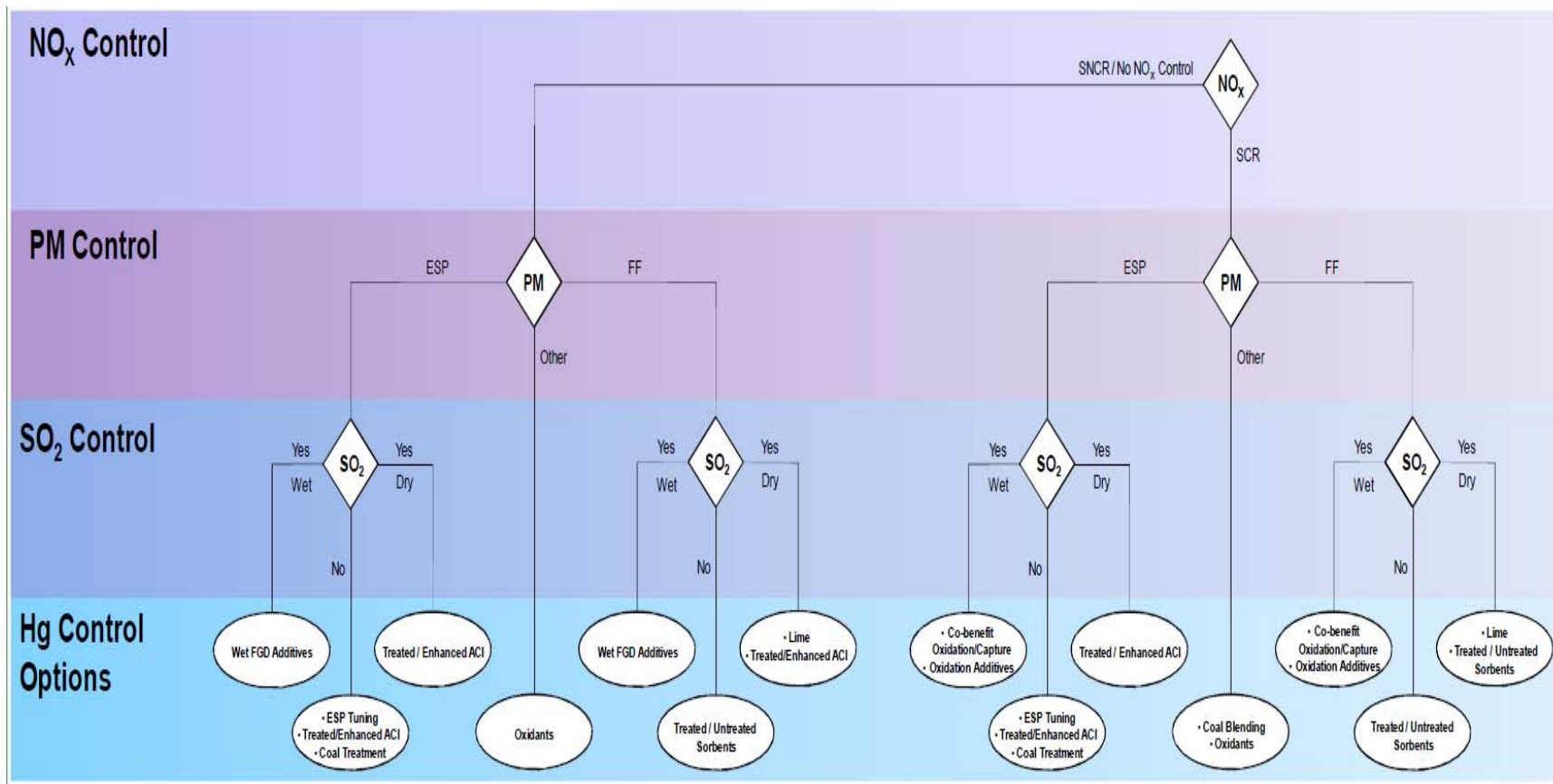


圖 2 汞控制判定方式(Mercury Control Decision Tree)

以下是本次研討會各個**汞控制技術發表**的摘要，分述於下：

(一) 吸附劑活化製程的實體測試

Chang R.等人(2010)認為吸附劑活化作用製程(Sorbent Activation Process, SAP)，包含粉煤現場製作的活性碳(activated carbon, AC)。AC 直接注入集塵設備上游，例如，捕捉煙氣中的汞經由靜電集塵器或濾袋集塵器。整體過程僅需要幾秒鐘，並且可以適用於多數的煤炭類型。會中描述全方位 SAP 測試在 Dynegy's Hennepin(PRB)發電廠 7.5 萬瓩發電容量機組具有纖維過濾。使用的 SAP 飼煤是包括的 PRB 和伊利諾伊煙煤。活性碳直接地注入在袋式集塵之前。短期試驗顯示，SAP 產製的活性碳比得上商業用 AC (Norit Darco Hg)的功能。而現場由溴化製造的 AC 有更好的功能。溴化的 SAP 碳的注入率達到<1lb/MMacf 時，汞移除>90%以上。

喬治亞電力公司 Scherer Toxecon 功能優化，Looney B.等人(2010)認為喬治亞電力公司最近更新了一些機組使用了與 TOXECON 技術來作汞控制。TOXECON 運用一袋式集塵器使用吸附劑注入來控制毒性氣體污染物的排放。在第一年營運之內發現機組沒有預期經營那麼好的汞移除和袋式集塵器會壓降。一技術調查進行確定不良的功能起因和改善對硬件、組成分配或者過程中的參數可能加以修訂改功能進。在煙氣中活性碳對飛灰比最終確定飛煙比是關鍵性變異造成功能不佳。會中曾詳述技術調查及提出通過處理修改後的實施達到的營運改善情形。

(二) 現場調查固定結構吸附劑汞釋出物控制從煤炭火力發電廠的煙氣

Machalek T.等人(2010)認為利用固定結構吸附劑從煙氣捕捉汞，可能提供一些潛在的好處，超過注入技術有關的吸附劑運用、燃燒副產物污染和微粒排放。EPRI 的 MercScreen™和其他固定的結構過程運用了碳床、蜂窩、板材和磁帶已展示了有效的功能關於汞捕捉和一定數量的煙氣尾氣和小規模測試的汞氧化作用。本測試評估針對汞移除和氧化作用的吸附劑類型、吸附劑煙氣管路的配置和地點的衝擊。長期試驗評估了壓降、微粒排放和流體動力學的最佳化。且也提出實體 MercScreen™設施的一個初步經濟分析。

Colstrip 發電廠關於汞控制式樣翻新的發展報告，Criswell G.等人(2010)認為

Colstrip 發電廠，由二 30.7 萬瓩和二 74 萬瓩發電容量的機組組成，在 2009 年安裝了汞控制設備。這是遵照蒙大拿汞法條(Montana Mercury Rule)，在 2006 年採用和公布了蒙大拿行政法條 17.8.771。開始在 2010 年 1 月，法規限制 Colstrip 電廠每年汞排放不能超過 0.9 磅汞每兆 Btu 供熱，要求在燃煤超過 90%汞捕捉。Alstom 電力公司已有合同測試和安裝它的 Mer-Cure™ 技術於所有的四個機組。這技術，是一個先進的粉末活性炭注入系統，與預燃汞氧化劑一起使用；符合蒙大拿 DEQ 要求。簡報已包括在現場測試汞減少數據和營運許可後及從電廠 Mer-Cure™ 系統設計、安裝和學習的經驗。

(三) 在新斯科舍(Nova Scotia)電廠實施多重技術，汞減少計畫

McLellan D.等人(2010)認為加拿大 Nova Scotia 電力公司(Nova Scotia Power Incorporated, NSPI) 遵照汞排放的省法規，在 7 個燃煤鍋爐配置安裝汞捕捉技術，依從 2010 之省碳捕捉規定 65 kg/yr，鹵化的活性炭注入多重技術方法包括的改進的汞氧化作用目標，使現有的汞排放總量減少 70%，會中已討論在七個 NSPI 鍋爐將氯化鈣伴隨粉末活性炭(powdered activated carbon, PAC)注入集塵設備上游的功能測試實施和結果。

阿爾斯通公司(Alstom)的 KNX 汞控制技術的商業營運的結果在 200 萬瓩燃煤火力電廠鍋爐，Pearson T.等人(2010)認為預燃溴化物添加技術證明了一個簡單和價廉的新方法能有效的從在現有的乾式或濕式污染物控制系統減少汞的排放。即一種含鹵素化合物諸如含水 NaBr 或 CaBr，加入到煤炭來提高燃燒氣體的汞氧化作用。德國自 2001 年以來專利技術已商業化應用於一些電廠上和美國超過 230 萬瓩燃煤電廠。同時在 20 個電廠成功的大規模地測試執行了。

氯和溴從以前就是普遍存在的。在煤炭中天然溴含量對固有汞氧化作用和汞捕捉比天然氯含量是更為重要的。

煤炭汞含量和天然鹵素含量。在多數煤炭中 Br/Cl 含量比率只存在 0.01~0.04 的範圍內，除了保加利亞、烏克蘭和中國的一些煤炭是例外的。但是一些煤是低的天然氯化物和溴化物-諸如從美國 Powder River Basin 的煤炭或者許多中國和南非的低氯煤炭- " 需要" 有限的人工溴化物添加來改善汞捕

捉的益處。

對鹵素添加的作用和在選擇性觸媒還原脫硝設備(selective catalytic reduction, SCR)觸媒氧化汞和移除的煙氣條件，Sibley A. F.(2010)認為 SCR 觸媒有能力氧化汞，使在下游之吸收塔更容易捕捉。然而，橫跨觸媒的汞氧化作用是不易瞭解的。南方公司和 EPRI，爲了橫跨觸媒的汞氧化作用更易瞭解，在 Crist 電廠海灣電力汞研究中心(Gulf Power's Mercury Research Center, MRC)進行了測試計畫。這個計畫是調查在各種 SCR 操作與特殊的鹵素添加(HCl 和 CaBr 皆有)條件下一些觸媒氧化汞作用行爲，。通過運用低鹵素煤炭，變化參數例如流速、溫度、氨和鹵素含量測量汞物種形成和捕捉反應。會中也討論不同的鹵素(氯和溴)含量和 SCR 操作條件下的作用，對四種不同觸媒類型的汞氧化情形。平均起來，直接注入 HCl 到 SCR 上游或者煤炭注入溴化物其汞氧化作用從 50%可增加到 90%。

關於觸媒物性與全方位選擇觸媒還原脫硝設備減少多種污染物之表現，Niksa S.和 A. Freeman Sibley(2010)認為擴展" SCR 觸媒模式"的檢驗，在燃煤煙氣蒸汽沿著 SCR 觸媒不定量地描述同時氧化氮的還原和 SO₂ 及 Hg⁰ 氧化作用。它關係觸媒物質組成和雙峰毛孔大小特徵用一個直接、定量方式反應氧化氮的還原、Hg⁰ 氧化作用、SO₂ 在商業化產物、全方位 SCR 反應器。SCR 設備有二個化工分明地區，一個主導的區域持續氧化氮的還原但少許的 SO₂ 及 Hg⁰ 氧化及一尾部區域氧化 SO₂ 及 Hg⁰ 作用，在所有 NH₃ 用盡之後。預言從汞研究中心確認了氧化氮和 Hg⁰ 換能效率，及從各種全方位 SCR 氧化氮和 SO₂ 換能效率。這些檢驗展示在 SCR 功能的 NH₃ 抑制關鍵性衝擊，且顯示橫跨煤炭中 Cl、GHSV、NH₃/NO 和觸媒規格寬廣範圍的定量一貫性。

三、氮氧化物控制技術

氮氧化物(NO_x)控制—低氮氧化物燃燒器和再燃燒系統，是美國能源部淨煤技術(CCT)計畫早期發展的，提供一成本有效的手段符合 2000 年—空氣清潔法案修訂的排放要求。此外，美國總統布希的 CSI 已降低氮氧化物排放的國家標準和要求所有燃煤電廠須實際減量。煙氣中微粒物質的極限 (PM_{2.5})也將導致更

加嚴氮氧化物排放限制，說明了氮氧化物是煙氣體中微粒的一預警器。

爲了符合更加嚴格的氮氧化物排放限制，電廠當前只有一個技術選擇：選擇性觸媒還原脫硝設備(selective catalytic reduction, SCR)。SCR 的缺點是，典型地建造費用每瓩(kW)80 到 100 元美金和每噸氮氧化物去除費用超過 2,000 元美金。IEP 計畫發展單獨 SCR 的更低費用方法。例如，先進的燃燒室設計導致新一代超低的氮氧化物燃燒器能夠達到每百萬 Btu 排放 0.15 磅的水準。選擇性非觸媒還原及其他化學過程將發展從燃煤燃燒器減少氮氧化物排放。更便宜的組合如修改的燃燒器及 SCR 是被探索的。燃燒器控制系統將發展，使用最近的神經網絡技術以維持最佳化的燃燒情況和減少 NO_x 的形成。

以下是本次研討會各個氮氧化物控制技術發表的摘要，分述於下：

(一)對應的熱效率和由創新的控制煤粉和助燃空氣的供應以使氮氧化物排放最佳化

Rodríguez F.等人(2010)在會中提出最佳化的氮氧化物排放最佳化方案開發出不同的燃煤的鍋爐。這個計畫目標是結合最佳化的熱比耗和氮氧化物排放，開發準確的煤碳和空氣供應之控制創新方法。

這種新方法，作為歐洲 IPPC 方針的最佳可行技術，其依賴最尖端的線上燃燒監控系統，應用於在鍋爐內煙氣濃度分布和未燃碳的監控。

在鍋爐商業操作之下的結果證明改善了，從這些量測的基線，氮化物額外減量 20%以上和減少 0.5 -2.0%的熱耗率。

星座能源公司(Constellation Energy)在 Crane 電廠機組 1 和 2 的 SNCR 系統優化使用連續的氨測量，Staudt J.等人(2010)在回應馬里蘭的健康空氣法案(Maryland's Healthy Air Act)，星座能量安裝了 SNCR 系統在 CP Crane 發電廠的機組 1 和 2，認為這些 SNCR 系統使用連續的氨洩漏分析儀，工作原則在可合調的二極管激光(tunable diode laser, TDL)分光學和提供連續的、即時指示在輸送管的氨洩漏。TDL 分析儀運用了一 PAT-PEND 掛架系統允許可靠的、氨洩漏的即時指示，甚至在改變的負載的情況下。這些分析儀避免的是高氨洩漏瞬間的 SNCR 系統的促進的優化順流問題，主要貢獻者通常聯合氨洩漏。最佳化計畫導致了對氨洩漏的持續地減少和顯著地下降飛灰中的氨，當控制對目標含量的氮化物。會中也曾回顧最佳化計畫和與

SNCR 系統和氨儀器的長期經驗。

(二) 氨選擇性的分解應用於燃煤火力發電廠之選擇性觸媒還原法

DiFrancesco C.等人(2010)認為從燃煤電廠的 SCR 對氮氧化物移除已顯示有高移除效率達 90%以上或更多。然而，為了控制氨(NH₃)洩漏到可接受濃度，這樣高效率典型地需要調整氨注入系統的週期性，俾使 NH₃ 與氮氧化物比率的分配不當減到最小。進一步，沒有額外費用和耗能的大型混合設備，要使效率大於 95%是較難以達成的。開發一種先進的 SCR 觸媒要能在它過量時選擇性地分解氨。測試結果顯示，與一般的觸媒比較，先進的觸媒顯著地減少 NH₃ 洩漏即減少 NH₃:NO_x 分配不當的衝擊，最終減少需求調整且/或當維持低二氧化硫氧化作用時，允許實際氮氧化物移除能大於 95%。

(三) 生質能燃燒對選擇性還原觸媒設施(SCR)脫氮作業的衝擊

Jensen-Holm H.等人(2010)認為在生質能運用在發電正逐漸地增加。從觸媒生命週期顯著地減少，給 SCR 設計者一個挑戰。

負責觸媒劣化(catalyst deactivation) 的機制也一併討論。諸如在幾千小時之內鹼金屬的氣膠和亞磷酸能使觸媒導致完全劣化。會中也曾詳述在歐洲和美國燃燒生質能電廠其 SCR 的經驗，包括從燃燒 100%生質能以及從與煤炭機組共燃的生質能機組的結果。這些經驗顯示出，通過選擇正確的電廠配置和適當的觸媒配方，其負作用是有限的。20%生質可以與煤炭共燃燒，不會對觸媒生命週期的引起衝擊。在 100%生質能燃燒的鍋爐 SCR 也許須有尾端設施使相當數量的毒性物種進入 SCR 減到最小。

(四) SCR 觸媒的劣化由亞磷酸的： 提出的機制和解決方式

Gadgil M.等人(2010)認為一些電廠燃燒粉末江河盆地(Powder River Basin, PRB)煤炭在選擇觸媒還原脫硝設備(Selective Catalytic Reduction, SCR)處理中體驗了觸媒的意外的迅速劣化。這迅速劣化在所有 PRB 機組不曾觀察到。這個劣化過程的一個關鍵潛在的因素認為是亞磷酸的氣態。這種劣化現象主要在燃燒與階段性燃燒 PRB 煤炭的 SCR 設施觀察到。空氣分級的作用在亞磷酸氣態的階段和觸媒的亞磷酸毒化機制的解釋也在會中討論。作為減少或消除迅速觸媒劣化的一可能解決方案，申請 B&W' s 的全

方位野外試驗結果提出在黑山電力公司(Black Hills Power)100 MWe Wygen II 機組的專利審理 SCRxtnd™技術也展示這技術的效率。

(五) 減少 SCR 觸媒阻塞(Pluggage)技術運用在進步能源資源公司的 Roxboro 發電廠的現況

Mudry R.和M. Boone(2010)說明 Progress Energy's Roxboro 發電廠機組 3 是一個 74.5 萬瓩機組在 1973 年營運。一個 SCR 系統在 2003 年安裝來減少氮氧化物排放。隨著時間的推進，形成的大顆粒灰(large particle ash, LPA)對 SCR 觸媒導致的塞滿(pluggage)問題。鐵絲網屏幕，位於節煤熱器底部(economizer hopper)，意欲捕捉 LPA 和保護觸媒。屏幕阻擋結果，導致高煙氣和顆粒的速度侵蝕。 LPA 穿過被侵蝕的屏幕到達觸媒。

檢查 SCR 顯示 LPA 和細粒灰在觸媒積累並且塞住顯著的區域。在某些情況下，幾乎塞到 50%觸媒橫剖面。這阻塞導致增加的系統壓力損失和最適度下的 SCR 功能。

在 2009 年，密集的探討觸媒塞滿的問題。流體測試來進一步診斷問題和基礎線性質文件。測試計畫包括三維速度測量在通風管和在 SCR 反應器。另外，一臺高溫攝影機用於觀察灰流動和 LPA 在屏幕和觸媒阻塞形式。

一項計算流體動力學(Computational Fluid Dynamics, CFD)模式研究進行分析氣體和顆粒流體模式在 LPA 屏幕和 SCR 位置。模式評估使用各種設備去修改和最佳化這些流體模式。模式的結果是修改顆粒路徑和氣體外形的具體流體控制設備設計 LPA 屏幕面。進一步在 SCR 反應器的修改包括一個新的吹灰(sootblower)系統的改善與改變導流板使灰堆積潛力減到最小。

2009 年 10 月修改及合併到 Roxboro 發電廠機組 3 裡。營運迄今 SCR 的降壓依然是穩定，沒有塞滿的情形證據。

會中 CFD 結果，可從插入 SCR 的攝影機鏡頭做滿載和低負載時之錄影、流體控制設備、對導流板和 LPA 的屏幕、吹灰器地點變動設計和從電廠前後數據，包括 SCR 的壓降、氮氧化物減少效率和 NH₃ 相對時間的用法。

(六) 高灰塵 SCR 觸媒的劣化和再生在高百分比生質能混煤燃燒火力機組的現況

Huls E.等人(2010)根據在燃煤機組和大量生質能合燒供熱導致在高煤塵

SCR 反應器觸媒的顯著增加劣化率。迅速劣化是由生質能含觸媒毒物所造成且形成觸媒管理新的挑戰及觸媒再生。在荷蘭一 E.ON 的 110 萬瓩燃煤 Massvlakte 發電廠，20%生質能合燒的結果頻繁的需要置換 50%這觸媒的填充和和再生移去的觸媒。因混燒 20%的生質能，觸媒劣化的起因和速率也在會中討論；當維持低 SO₂/SO₃ 比轉換率時，他們藉由先進的觸媒再生和恢復觸媒的活性，成功的延續觸媒的劣化。

四、 硫氧化物控制技術

以下是本次研討會各個硫氧化物控制技術發表的摘要，分述於下：

(一) 南方公司 FGD 計畫的實施策略

Wall D. R.等人(2010)認為南方公司超過\$30 億美元的資本投資於 800 萬瓩發電容量上安裝了 FGD 系統。南方公司的實施策略擴展三個州、十個發電廠、34 個機組、二個 FGD 技術和許多設備供應商。南方公司在與技術供應商 Chiyoda Corporation and Advatech 合作下，使用各式各樣的策略控制計畫基建成本、維護發電廠高可靠性和完成完善的環境標準。這些策略包括使用金屬在建築材料上減到最少，運用在系統設計的模板和材料和設備的容量獲得。在會中這些策略和結果細節(費用和功能)與大家一起分享。

(二) 美國電力事業煙氣脫硫系統進展在釋出物控制功能表現

Weilert C. V.和 D. W. Randall(2010)在會中提出美國燃煤發電業評估的結果，最佳功能 FGD 系統實踐上完成的 SO_x 排放控制功能的評估。曾使用公共可用的 SO_x 排放數據提出的評估，從 EPA 的空氣潔淨市場部門(Clean Air Markets Division)用於辨認根據每小時平均排放的最佳功能的 FGD 系統。利用名列前 10 名的半乾式 FGD 系統和名列前 10 名的濕式 FGD 系統作為進一步評估辨認。另外的評估包括每月的 SO_x 移除的百分比，根據煙囪排放的比較到煤炭品質數據利用每個機組如從 EIA 923 型和 FERC 423 型獲得數據庫，也包括在這最佳功能的 FGD 系統上平均時間 SO_x 排放的功能評估，提出長期排放(30 天和每年)和短期排放(1 小時，3 小時和 24 小時)最大比值。

(三) 新技術改進功能和可靠性於老一代的 FGD 系統

Maller G.等人(2010)在會中曾描述完成過去 5 年老式 FGD 系統升級到功能和可靠性級別等效於最新的發電系統的計畫結果。在一個案例，升級的系統能達到個位數 SO_2 出口濃度水準，是必須利用氨基 CO_2 控制技術才能達到。在另一個案例，40%煙氣迴避蒸汽而合併到現有的吸收塔系統裡，且不用另加一個新的機具或模式。一些升級導致需要排除對功能改進添加劑的，例如 DBA，幫助省下重大 O&M 美元在電廠場址。在促進 SO_2 移除的物理模式和過程使用先進的 CFD，也在會中描述之。

(四) 費耶特(Fayette)機組 3 FGD 升級

更加有效地減少 SO_2 的設計和功能，下科羅拉多河官方(Lower Colorado River Authority, LCRA) Fayette 電廠機組 3，位於德州 La Grange 附近，1988 年完工。Frazer C.等人(2010)說明最初，WFGD 系統設計是當燒高硫份德州褐煤和 20%的煙氣時會減少 90% SO_2 。未來，發電廠當燃燒 1%硫份 PRB 燃料不迴避煙氣時，將要求捕捉 95.5% SO_2 。Sargent & Lundy 進行了一項 FGD 升級研究並且準備一規格得到進行的工作競價在供應和安裝依據。B&W 被選為供應商作這些修改，包括新的噴射通汽管，額外的噴射架和新 ME 系統。總結原始的設施和修改過的設施的已提出設計修改的非特惠的細節並且符合實際經濟指標數據的估計。

(五) 現場示範一個高效能化學作用以去除在煙氣脫硫系統(FGD)廢水中的毒性金屬物質和硝酸鹽

Teng X.和 Y. H. Huang(2010)說明，從 FGD 廢水中移除毒性金屬物質的一種新穎的水處理技術被發明。這個整合化學處理系統使用特別化學產生一個大量的鐵礦物混合物反應，使在廢水中各種毒性金屬的化學轉換和礦化。過程中使用低廉的化學品及產生少量的固體廢料。高效率 and 可靠的新技術在五個星期的電廠現場試驗展示一 30 公升原型系統。原型系統接納了低時間分配系統的 FGD 廢水，減少了所有關心的主要污染物並且生產了高品質的廢水。原型一貫使總硒(80 到 100%降低為硒酸鹽)從大約 3000ppb 減少到小於 7ppb 和從大約 50ppb 的總汞量減少到少於 0.005ppb。砷、鉛、鎘、鉻和鈇全部減少了到次級 ppb 水平。硝酸鹽從 25ppm 大約完

全地移除了少於 0.2ppm。

(六) 汞排放物：空氣和水質管理的示範

Keiser B. A.等人(2010)說明 Dallman 發電廠。在汞控制策略的應用之前，汞氣體的排放是 0.0275 lb/GWh。廢水處理入口汞含量是 10,000 到 30,000 ppt。及期增加煙氣中汞捕捉能轉換成更高於的廢入口汞含量。Nalco Mobotec 運用 MerControl® 7895 化學物控制了汞氣體排放，使煙氣汞捕捉率大於 90% (目標的 0.008 lb/G Wh)。Nalmet® 1689 應用在廢水處理系統減少汞含量小於 200ppt。從這是一種全面性汞控制的策略方法，Nalco Mobotec 能為電廠設計解決符合空氣和水質目標。

(七) MHI 濕式 FGD 廢水處理技術

Honjo S.等人(2010)認為 MHI 開發了整合 SCR 和 FGD 的一個有效的汞移除系統。這技術是將氯化氨(NH₄Cl)注入、SCR 上游的煙道中進行氮氧化物控制和提高元素汞的氧化作用，並在下游濕式石灰石 FGD 有效地移除 SO₂ 和氧化汞。一些測試的結果和展示計畫顯示用氯化氨(NH₄Cl)比活性碳注入(Activated Carbon Injection, ACI)會有更低的營運成本。這技術提供一個好處—置換有害的無水氨的注入，替代以更加安全的氯化氨注入。MHI 與南方公司在佛羅里達 Pensacola Crist 電廠中的汞研究中心合辦了汞移除系統測試和示範。這個報告提出示範結果，包括汽化，昇華性能和有效的控制排放。

五、粒狀污染物控制技術

微粒和酸氣控制—今日電廠能捕捉大量直徑 10 微米飛灰微粒，但是新的法規目標係針對小於或等於直徑 2.5 微米微粒 (PM_{2.5})結果，不管是袋式集塵器或 ESPs 當前皆無法移除 PM_{2.5} 到 99.99%的要求。

IEP 計畫發展技術支持先進的混合的袋式和靜電集塵器，兩者皆支持最佳的粒狀污染物的控制特點。處理開發細粒集中形成更大的粒狀污染物，使容易地由 ESPs 捕捉到。另減少直接通過袋式集塵器煙氣體的量，它的除塵功能表現會提高。

酸氣是另一污染物能容易地從傳統的控制設備逃逸。當硫在煤炭燃燒時及與水

氣組合，釋出硫酸懸浮微粒(Sulfuric acid aerosols)。同樣地，氯化氫和氟化氫酸氣由煤炭組成的反應所形成，與水氣結合能增加酸性氣體的釋出。減少酸氣，IEP 計畫發展新的鹼性(alkalin)注入技術以去除氯化氫和氟化氫酸氣。

微觀空氣品質研究—氣態粒狀污染物(airborne particles)是很多人為和自然來源所釋出。IEP 計畫研究氣態粒狀污染物的來源及瞭解他們怎麼被傳輸。知道石化燃料能源營運如何和哪裡造成大氣粒狀污染物，俾能有更好的減量政策、決策。研究 IEP 計畫回顧排放減量的發展可提供重要的訊息，在空氣清潔法案修正之下如同在 CSI 目標達到回顧一樣，它也提供重要的審視，汞如何傳輸到大氣。

以下是本次研討會發表較重要的粒狀污染物控制技術的摘要，分述於下：

(一) 電力事業袋式集塵器(Baghouse)場址現勘

Piulle W.等人(2010)認為微粒排放法規近年來變得更加嚴緊，使用在燃煤鍋爐的袋式集塵器 (Baghouses) 增加了。袋式集塵器技術常比靜電集塵器 (electrostatic precipitator, ESP) 更能符合微粒控制的要求。活性炭注入 (Activated carbon injection, ACI) 在微粒控制設備的上游，顯示是汞控制的一個成功的策略。TOXECON™ 是 EPRI 的專利技術從既有的微粒控制設備 (典型的 ESP) 和袋式集塵器之間 GUA 吸附劑注入煙氣來移除這污染物，在一些電力事業安裝了這技術且能從煙氣移除 90% 汞。

在 1981 年、1991 年和 2005 年，EPRI 針對電力業安裝袋式集塵器後進行了設施的全面調查。會中提出 2009 調查 9 個選擇性脈動噴射袋式集塵器操作的詳細結果。

(二) 對三氧化硫注入煙氣情況的一個新選擇

Landreth R.等人(2010)認為三氧化硫注入傳統上運用在電力事業上的電廠協助在捕提高電抗飛灰的靜電集塵器。然而，有些電廠的 SO₃ 煙氣條件不能達到必需的減量，它具有腐蝕性，且它顯著的降低汞減排。而且，新的 MACT 法規將可能設定低 SO₃ 排放限度。故新技術是非常需要的。

一種新的方法在許多電廠已測試了，造成在微粒排放的顯著減排。在會中已提出電力業的尾氣測試和實體靜電集塵器的展現結果，包括在 SaskPower 和 Midwest Generation 發電廠，與詳述的數據一起更新處理運作。

(三) 進行調查活性碳注入對靜電集塵器(ESP)的功能影響從灰斗粉塵的觀點

Belba V. H.等人(2010)說明了 EPRI 廣泛觀察各種 ESP 對汞控制的功能變化與活性碳注入(ACI)在燃煤機組的測試相符。假設獨特性質的粉末活性碳(PAC)會影響灰斗再揚粉塵且比傳統的飛灰在 ESP 更難收集到。從 ACI 的五個測站測試計畫研究資訊,要明確地量化 ACI 對 ESP 功能的影響是有困難性。一個詳細的微粒排放測試計畫正增加執行、實體 ACI 評估來提供進一步瞭解和輸入到計算流體動力學(computational fluid dynamics, CFD)模式來計算懸浮微粒再揚起情形。CFD 模式顯示出使用在的有效的氣流分布技術如同發現原型 ESP 導致近乎理想流體條件及 PAC 格外高效率的捕捉。

六、台電公司空氣污染物控制技術研發

台電公司努力用最好的技術,和員工一起努力盡量減低營運活動對環境的影響,透過”符合環保法規,兼顧環境涵容能力”、”落實環境影響評估,提升電源計畫環境可行性”、”改善污染防治措施,維護環境品質”、”擴大公眾參與,加強宣導溝通”、”注意環境品質,加強景觀規劃”、”重視生態保育與復育”、”建立完備環境監測系統”、”致力敦親睦鄰工作”、”研訂公害糾紛處理因應對策”、”培育環保人才、健全環境組織”、”推動環境管理系統(ISO 14001)”等行動計畫,展現台電公司邁向世界級最乾淨綠色能源的決心。

(一) 碳管理技術

台電公司規劃推動重點方向—建置線上溫室氣體盤查申報作業,以掌控全公司排放現狀,台電公司於 2006 年度建置「溫室氣體資訊管理系統」並開始進行溫室氣體盤查作業,每年初由公司各單位填報其後再經溫室氣體內稽查核、驗證確認填報屬實;目前已完成 2005~2009 年度之盤查等作業。2009 年度溫室氣體排放盤查之結果:排放總量為 73,994,512 公噸(CO₂ 當量),其中火力發電直接排放 73,480,481 公噸,總排放強度為 0.513 公斤/度(淨發電量)。

研擬溫室氣體管制策略—在兼顧能源安全、環境永續及經濟發展三項前提之下,目前各項電力計畫均已考量溫室氣體排放減量之必要性,並參採先進國家電力業之作法,制定「溫室氣體管制策略」。

電力供應端管理—新設機組採最佳可行技術、提升既有火力發電機組平

均效率、開發適當天然氣發電比例、增加再生能源裝置容量、儘速完成龍門計畫、提升核能發電比例。

電力需求端管理—推廣節約用電，降低發電負載。

輸配電系統改善—改善輸配電運轉效率，藉由減少線路損失及加強 SF6 管控，減少逸散發生。

建構智慧型電網—有效調控用戶負載與分散式電源、融合綠色能源、持續升級之調度運轉自動化。

技術研發—積極推動發展碳捕捉及封存技術、發展再生能源及 CO2 再利用技術研究等相關工作。

植林減碳—既有廠區持續辦理植栽工作，並配合政府綠化政策，與縣市政府合作廣植林木。

管理、監督、查證及合作—推動溫室氣體管理系統建置，加強能力建構及規劃訓練機制，並加強環保資訊透明化。

碳權經營—參與溫室氣體自願減量計畫、國內外投資／參與減量計畫、國內外購買碳排放額度。

上述「電力供應端管理」之策略，將依據本公司 9806 電源開發方案進行電力能源結構之調整，並積極辦理汰舊換新發電設備，以提高能源使用效率。因此，未來本公司 CO2 排放量雖會隨用電需求成長而增加，但排放強度將有效抑低，亦即若需求端能夠節約用電，可望減緩 CO2 排放增量。

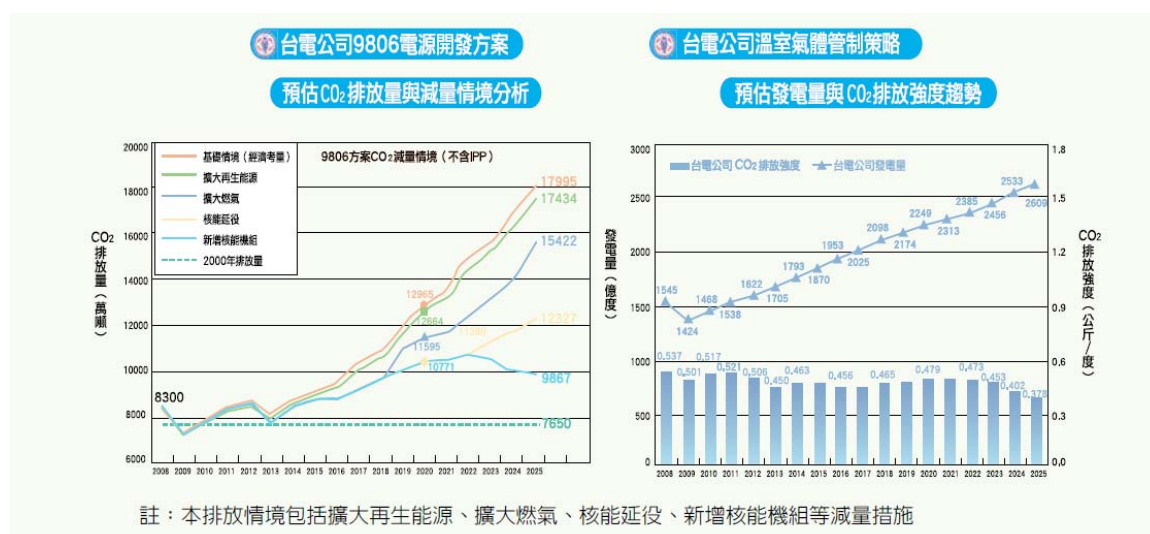


圖 3 台電公司 9806 電源開發方案

(二) 氮氧化物控制技術

台電公司 9 座火力電廠(深澳、協和、林口、通霄、台中、興達、大林、南部、尖山)於 80~98 年間每單位發電量之各種空氣污染物排放量(即排放強度)；依據統計分析結果顯示，各電廠各項污染物排放強度均隨著年度的增加而有減少的趨勢，此一結果代表台電公司各火力電廠在減少空氣污染物排放所展現之努力成果。

空氣污染物排放源監測—台電公司各火力發電廠的煙囪上皆裝設煙氣排放連續監測儀器 (CEMS)，以了解火力發電廠經空氣污染防制設備處理後的空氣污染物濃度，並作為污染稅計算及研擬改善措施的依據。目前各火力發電廠空氣污染物排放濃度皆符合環保標準。

環境空氣品質監測—台電公司於各火力發電廠附近地區設置連續式空氣品質監測站，全省共設置 52 個監測站。為使監測結果具公信力，台電公司並委託台中市新環境促進協會、台中縣公害防治協會、南投縣生態保護協會及彰化縣公害防治協會等中部四縣市環保團體合組的「財團法人福爾摩莎新世紀環境保護基金會」辦理『台中發電廠附近地區環境空氣品質平行監測』，並定期公布監測結果。興達及協和發電廠亦與當地縣市政府環保局或鄉鎮公所共同辦理環境空氣品質平行監測工作，以昭公信。環境空氣品質監測結果，空氣中二氧化硫 (SO₂) 及二氧化氮 (NO₂) 之濃度皆符合環境空氣品質標準，惟空氣中懸浮微粒 (PM₁₀) 監測結果受氣象因素及大陸沙塵暴影響，偶有超過空氣品質標準。

為減少氮氧化物之排放，台電公司的新建機組及既有機組均採用最先進的低氮氧化物燃燒器，從源頭大幅減低氮氧化物的排放量。除此之外，新機組及空間許可的既有機組，亦設置脫硝設備，可去除可觀的氮氧化物排放量。台電公司各電廠歷年氮氧化物排放改善績效均值如下圖。

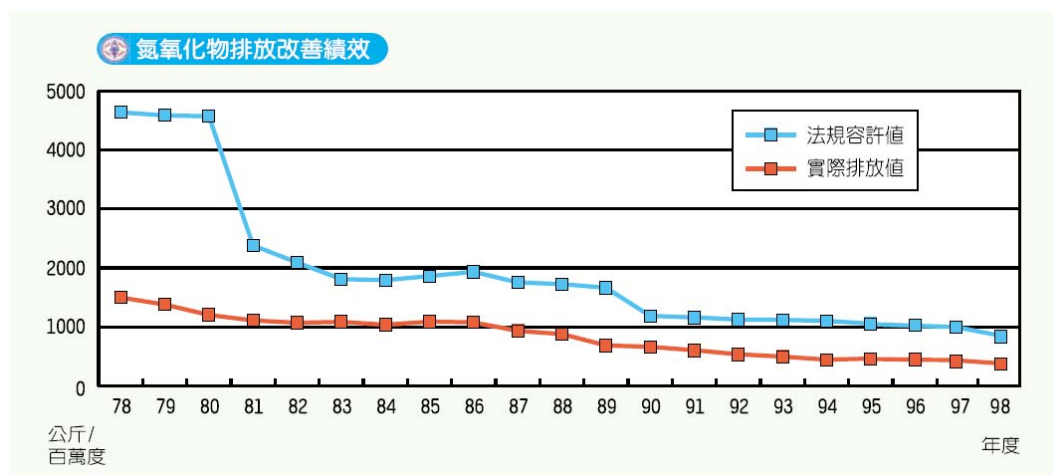


圖 4 歷年氮氧化物排放改善績效均值圖

(三) 硫氧化物控制技術

爲了減少硫氧化物的產生量，台電公司擴大採用不含硫份的天然氣爲燃料，同時燃油及燃煤電廠均採用含低硫量的燃料，只要空間許可，台電公司都裝設了煙氣除硫設備(FGD)，除去 90%以上硫氧化物的排放。台電公司各電廠歷年硫氧化物排放改善績效均值如下圖。

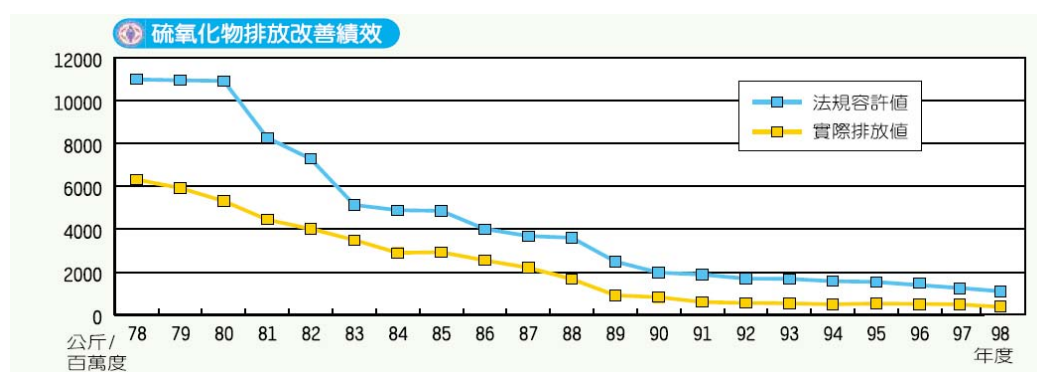


圖 5 歷年硫氧化物排放改善績效均值圖

(四) 粒狀污染物控制技術

粒狀污染物包括火力發電廠燃燒產生的煙塵和煤場附近的煤塵兩種，各有不同的處理方式：1.火力發電廠：汽力機組均裝設高效率的靜電集塵器，除塵效率達 90~99.8%，燃油機組並另加裝油灰焚化爐，處理收集下來的油灰。此外，台電公司也在燃煤機組裝設具有相當除塵效果的煙氣

除硫系統來防制。2.煤場：爲了避免煤塵飛揚污染外界，台電公司耗資新台幣 10 億元在煤場周圍興建防風柵網，並配有定期灑水系統。另在興達電廠設置室內煤倉，可大幅減少室外煤場儲煤量，在運輸及卸煤時採用密閉設施，並經常壓實煤堆，清理路面。至於長期存放的煤堆，則使用化學藥劑安定表面，同時透過種植防風林來避免煤塵飛揚污染外界。未來新興燃煤電廠將不再採用室外煤場，而將設置室內煤倉及密閉式輸煤帶，可進一步降低煤塵污染。台電公司各電廠歷年粒狀污染物排放改善績效均值如下圖。

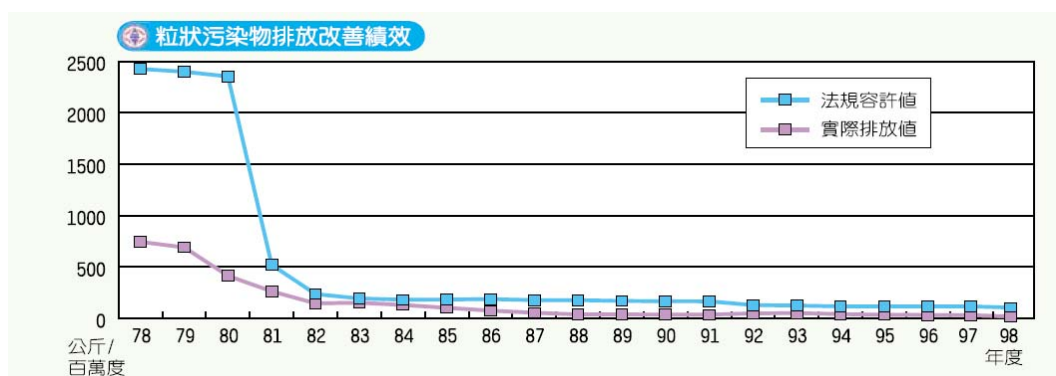


圖 6 歷年粒狀污染物排放改善績效均值圖

(五) 煤炭副產物的運用

台電公司發電主要所產生的廢棄物是煤灰(又分爲飛灰及底灰)，其中因飛灰具有卜作嵐的特性，可以取代部份水泥作爲營建工程的替代材料。目前台電公司發電所產生的煤灰大部分都可以再利用，有效減少環境負擔，另台電公司也推動了底灰的再利用研究，針對研究結果顯示，底灰的確可有效運用於管溝回填工程材料。在管溝回填工程材料中，目前底灰用量最高可取代骨材到 90%的程度。台電公司過去在煤灰運用推廣代替水泥做爲預拌混凝土材料（飛灰水泥）、人工漁礁、農地改良等等皆成效良好。

煤炭中所含的硫份，經燃燒後會以硫氧化物存在於煙氣中，爲了減少空氣污染，台電公司在林口、台中及興達等 3 座主要燃煤火力發電廠，裝

設排煙脫硫設備，利用石灰石粉漿液，把煙氣中的硫氧化物轉化為石膏。目前石膏每年產量約 50 萬公噸，並以標售方式提供給水泥業及防火板材料業者使用。

(六) 汞控制技術

台電公司過去曾從技術面研究參考台中燃煤發電廠所安裝的煙氣處理設備，針對燃煤電廠煙氣中汞減量排放技術作探討，通常煤炭中所含汞成份的濃度並不高，估計約為 $0.1 \mu\text{g/g}$ 的濃度，至於所排放煙氣中汞的濃度，則約為 $5\text{-}10 \mu\text{g/Nm}^3$ 範圍。汞排放總量合計甚微。SCR 對於汞物種分佈的影響有不同的效應，也應儘早予以釐清。

七、 參考文獻

1. Power Plant Air Pollutant Control “Mega” Symposium” August 25-28, 2008 Baltimore, MD <http://www.megasymposium.org/>
2. USDOE/NETL , EPRI & CURC , 2008 Clean Coal Technology Roadmap “CURC/EPRI/DOE Consensus Roadmap” Department of Energy, the Electric Power Research Institute, and the Coal Utilization Research Council <http://www.netl.doe.gov/coalpower/ccpi/pubs/CCT-Roadmap.pdf>
3. USDOE/OCC, 2006 Strategic Plan. USDOE Office of Clean Coal , 48pp.
4. 台灣電力公司，2008，「溫室氣體管制策略」，工安環保處彙編，中華民國 97 年 7 月 9 日。
5. 李建平，2008，參加「第七屆碳捕捉及封存年會」研討會。台灣電力公司工安環保處，61pp.
6. 台灣電力公司，2008，「台灣電力公司永續報告書 2008」，工安環保處彙編，中華民國 98 年 8 月。

伍、心得

2005 年 3 月美國環保署公布了定案的潔淨空氣跨州規則(CAIR)和潔淨空氣汞規則(CAMR)。美國環保署自 1990 年空氣清潔法案校正以來，已要求電廠排放要裁減空氣污染物之排放，為美國東部各州的主要依循的工具，並符合新的聯邦空氣品質標準，目前影響了美國東部 28 州，且各州皆已積極採取行動，主要是為了保護公眾的健康與衛生，且在醫療保健福利上關於 CAIR 的影響，至少需花費 850~1,000 億元美金龐大經費，故為了幫助各城市和各州抑制臭氧和微粒物質的排放，保證公眾健康衛生和環境永續的好處，美國積極推動立法通過法案，唯上訴失敗須訂定嚴申請中，我們得靜觀其變，積極準備以茲因應。

每年此電廠空氣污染管控大型研討會有上千人與，包括講者、廠商及與會的各國精英集聚一堂，為了就是一觀美國在火力電廠上的新科技、用心及法規，尤其是在碳經營管理方面、汞的去除方法以及 SO_x、NO_x 的改善同時能減少汞的排放等方式作全面的探討。由於要去除汞須增加一些添加劑，而此或多或少的影響著渦輪機且對煤灰的品質有著不同程度的影響，對於資源再利用也會有影響。

2002 年開始了 CCPI 競爭比賽是塑造在原始的淨煤技術計畫以後和獎勵計畫(winning projects)實施是為政府—產業合資經營，用私有產業所負責提出候選的技術、場址選擇、和設計、修建、和營運計畫。私人部門成本分攤必須至少是 50%。美國也積極推動立法通過法案除獎勵投資計畫外，另提倡節稅法案以推動民間投資溫室氣體減量有關建設能得以節稅，我們亦可靜觀其變，伺機因應。

在往後的十年內，美國電力產業將是接近電廠建設另一個主要紀元的開始。電力需求仍是重要的成長，且要求這群新電廠符合上升需求和替換老舊電廠兩者齊頭並進。2020 年之前可能需要更多 1 千萬瓩以上新的燃煤電廠。

先進的電力系統(The Advanced Power Systems, APS) 計畫是提供技術基礎給這群新的燃煤電廠。這計畫策略目標反映即將來臨的機會，介紹「新類型」電廠及時為下一波電廠建造一燃煤電廠具有高效率的、能生產多種產品和最重要的是，它實際上是無污染的。

美國為了實現 2010 策略目標，APS 計畫集中於明日燃煤電廠中主要的技術平臺：(1)為電力和燃料生產的煤炭氣化(coal gasification)及(2)高性能燃煤渦輪機之營運：

煤炭氣化(Coal Gasification)—政府及產業公眾輿論說明了煤炭氣化複循環(integrated gasification combined-cycle, IGCC)燃煤機組目前最大的承諾為符合 2010 年費用和業績目標，需朝重大的研究、發展和示範 (Research, Development and Demonstration, RD&D)去努力，然而，因為今日 IGCC 成本費用是大約每瓩 1,500 元美金，發電效率是典型地 40%，可靠度缺乏業界標準，且污染發排放超出那些天然氣電廠(雖然排放是比從粉煤電廠好)。

氣化研究全程時間表、明細表包括新的氣化器和必要支持的設備兩者的發展例如先進的空氣分離單元、氣體清淨和氫/二氧化碳分離技術。

先進的氣化器發展—氣化器轉換煤炭合成氣的碳氫化合物組成，和大多數成渣的飛灰。氣化器代表 IGCC 的心臟且構成 15%它基本建造成本(capital cost)。

RD&D 集中發展於：進料系統(the feed system)的抗侵蝕性材料；在最適宜氣化器操作條件之下估計耐火壽命大於 3 年(比既有的耐火 6 個- 18 個月)以上，且儀器能承受氣化器的嚴厲環境。先進的氣化概念是追求包括運輸氣化器且緊密氣化器提供一高度的燃料靈活性和相對程度小型由於高生產量。

RD&D、高級材料和儀器工作為既有的氣化器操作有潛力改進電廠超過 5%點的有用性，每年減少操作和 1~2 百萬元美金的維修費用，和 1%點的改進熱效率。先進的氣化概念有在基建成本的潛力比今日氣化器減少 7~15%的，對與有些概念甚至提供直接從氣化器集中 H₂ 和 CO₂ 蒸汽。

另外，改善熱效率 2 - 4%點範圍是可能從先進的氣化器規劃集成商業設施 2010 年期限。

先進的空氣分離單元—空氣分離單元提供近乎純氧淨到氣化器和氮氣為電廠供應平衡。使用純氧代替空氣，是 78% 的氮氣，在氣化過程中保持蒸氣集中，提高清淨效率和二氧化碳分離為封存。傳統的空氣分離器組成 12- 15% IGCC 設施的基建成本和是能源和資本集中低溫系統，消耗至 10 %總功率輸出。

RD&D 集中焦點於空氣分離單位滲膜(membrane -based air separation units)。滲膜申請電化學內在行為(intrinsic electrochemical behavior)而不是物理手段，使他們更為有效。滲膜是當前發展緻密的陶瓷材料叫作離子傳輸膜(Ion Transport Membranes, ITM)。在高溫度和有一充足的壓力梯度橫跨此滲膜，這些材料同時轉移氧氣離子和電子通過膜結構而維持的電中性，從而消除需要對於一

個外在電路去驅動分離過程。RD&D 期望節省基建成本約每瓩 100 元美金款常規的 IGCC 電廠增加在整體熱效率 1-2 個百分點。

H₂ /CO₂ 分離* — 氫生產和二氧化碳捕捉和封存要求系統轉變潔淨合成氣到 H₂/CO₂ 裡，且分離 H₂/CO₂ 為 H₂ 產物和 CO₂ 副產物。H₂/CO₂ 混合氣體是生產經由合成氣與水起反應在由觸媒的 CO 轉為 CO₂ 且產生更多的氫，稱為水—氣轉移。當前甘醇溶劑基的化學系統對於 H₂/CO₂ 分離成本和能源消耗量皆大。分離 CO₂ 的費用從轉移的氣體和隔離它是每噸 CO₂ 40 元美金和產物氫的售價必須是每百萬 Btu 8 元美金。

RD&D 集中焦點於先進的化學製品和氣體分離膜基系統為 H₂/CO₂ 氣體混合物的分離。質子交換膜(Proton exchange membranes)申請電化學內從 CO₂ 有效地分開 H₂ 的行為已顯示確實可行了(particular promise)。這些先進技術有潛力減少 CO₂ 捕捉費用每噸 CO₂ 少於 10 元美金和 H₂ 產物成本到每百萬 Btu 6 元美金 (和潛在每百萬 Btu 4 元美金以下，當固體氧化燃料電池—將於燃料電池計畫發展—合併到 IGCC 系統)。

氣體潔淨— 氣體潔淨成分首先去除粒狀污染物，然後含有硫、氮氣、酸和微量污染物 (包括汞) 的氣體產生潔淨的合成氣。目前氣體清潔系統代表基建成本的 10 ~15% 的 IGCC 設施，和幾乎缺乏 100% 所有污染物移除而要求先進的燃氣渦輪機和燃料電池在複循環電力組需要符合 APS 目標的。氣體用於今日 IGCC 電廠的潔淨系統是低溫的冷氨系統為 97% 典型地設計移除硫。

RD&D 努力主要著重於多污染物控制矩陣系統能在溫度 300 - 700 °F 下操作，提供增加兼容與煙氣下游處理成分(downstream process components)和提高效率。RD&D 有潛力體會幾乎 100% 所有的污染物移除，減少 IGCC 基建成本由每瓩 60 - 80 元美金和增加效率 1-2%。

雖然選擇路線到「零」排放，例如先進的燃燒，是可能的，這些技術仍是在一個早期研究階段而目前不能實現「零」排放目標在 2020 年要求期限之內。為此，先進的電力系統計畫集中於更成熟的 IGCC 技術。然而，許多技術的發展成為 IGCC 的努力(如氧氣膜、二氧化碳捕捉和混合氣化或燃燒系統)，也是可以適用先進的一些燃燒概念。

燃煤渦輪機技術— 在 IGCC 方式下，燃氣渦輪機是由氣化源燃料加以飼料，驅動發電機，和提供熱產生蒸汽機的蒸汽。為了達到 2010 年 APS 功能目標：先進的渦輪

機點火合成氣必須改進；他們必須能夠使富含氫的氣體起作用，沒有妥協餘地；且更低的氮氧化物排放必須達到—少於 2 ppm。

當維持的燃燒穩定時保持燃燒室溫度低主要是要有低氮氧化物功能。在同一時間，渦輪機入口溫度增加會有更高效率，創造需要保護渦輪機的高溫熱氣路徑分量從熱損害。燃燒研究探索稀釋用途減少氫燃燒室的溫度和申請觸媒和火燄穩定的物理技術。稀釋劑包括蒸汽，如同氮氣(IGCC 系統生產的氧氣副產物)。區別在工作流體的性質，此工作流體是在燃氣渦輪機產生的氫燃燒，燃氣渦輪機也將要求新技術與渦輪機成分有關，渦輪機成分在材料區域如同冷卻一樣好。

保留先進的渦輪機功能表現在燃煤合成氣和富含氫的燃料，代表如同— 2~3 百分點效率得自 IGCC 系統一樣多和更多的獲取每瓩 100 元美金通過更高的輸出功率減少基建成本。

國際合作—美國許多的能源挑戰不是由國家的邊界禁閉著—亦不是他們的解決方式。關心氣候變遷和空中傳送污染物是重要的事情皆影響美國國內外的公民們。美國淨煤辦公室策略認出全球性聯盟的價值在集合能源和環境的挑戰。許多國家和美國一樣依靠燃料來源。例如中國和印度—計算出未來 20 年這二個國家能源消耗成為全世界總增量的 30%—來促使他們許多的經濟成長與穩定地的增加用煤的總量。

如果策略是成功的，在產生新一代的燃煤電廠，是超乾淨和符合經濟效益的，技術也商業化，將產生全球環境的利益，改善社會和經濟穩定，和提供企業重大的貿易和投資機會。如果碳封存是經濟可行，世界將有一重要的新選擇，反過來關心全球性氣候變遷。

促進美國技術出口—國際合作活動包括維持在的一個活躍角色在亞洲太平洋區經濟合作組織的區域能源合作工作小組(the Asia-Pacific Economic Cooperation's Regional Energy Cooperation Working Group)設計分享知識為了定義市場需求的目的以及建立公共機構的基礎設施有助於貿易。雙邊協議是到位與中國和印度，那裡是最大擴展燃煤發電的地方將發生於未來二十年間；這些協議包含職業訓練、創造友好貿易的商業環境、資訊交換和合資計畫。這個策略的關鍵因素是技術訓練、操作的技能發展和技術資訊轉移到美國海外技術知識。

通過雙邊機制，美國淨煤辦公室維持一能力直接促進在開發中國家夥伴關鍵決策

者和美國先進淨煤技術操作員之間的對話。這些對話通過媒介加以實施，例如工廠參觀和事件特別集中焦點於發展機會通過雙邊關係。

此次有幸出席美國馬里蘭州巴爾的摩市舉辦 2010 年第八屆空氣污染防治(國際大型 MEGA)研討會，瞭解到美國在燃煤方面的策略發展，及此次燃煤的各個研究方面的發展，尤其是美國目前解決電廠鍋爐方面空氣污染物有關問題的研究發展；四大主要單位通過整合的努力－美國能源部/國家能源技術實驗室、電力科學研究院、美國環境保護署、空氣及廢物管理協會，藉此次研討會展示了最新發展及營運經驗，係讓與會者瞭解美國如何以完善的方法，從火力電廠鍋爐減少硫氧化物、氮氧化物、粒狀污染物、汞和有毒物質等的排放量。2010 年也提供重點於二氧化碳排放量的消減。台電公司為我國主要電力供應者，除有責任肩負電力安全與品質之外，在溫室氣體管制策略上亦須及早規劃，貫徹各項行動方案，故本人參與此盛會並與各廠家互相交換意見、經驗分享，以獲取更多有關的技術資訊瞭解，俾利台電公司未來新機組與既有設施空氣污染防治規劃和措施改善以及溫室氣體減量策略方案研擬之參考。

陸、結論與建議

台電公司為我國主要電力供應者，除有責任肩負電力安全與品質之外，在溫室氣體管制策略上亦須及早規劃，貫徹各項行動方案，其中包括新設及更新擴建燃煤機組總熱效率提升至 42.3%；105 年起，二氧化碳排放強度將降至 0.51 kg/kwh 以內；再生能源發電占比將由 95 年的 2.1%提升至 107 年的 6.9%；除供應端淨煤發電技術與輸配電效率提昇之外，更須積極投入二氧化碳分離與固定處理及新能源之研究發展；需求端管理包括推廣節能各項活動，未來期望搭配國內能源服務業之興起或政府經濟誘因政策之規劃，達到更佳之節能成效。

政府訂定 CO₂ 減量目標，應充分考量**能源配比**問題。除調整發電結構外，尚需從需求面著手，即大幅度調整產業結構、擴大推廣節能措施及電價合理化。由於電力無法儲存，有多少需求才發多少電，因此對於電力供應端，不宜管制溫室氣體排放總量；建議以 CO₂ 排放強度管制電力業，促使積極汰舊換新、提升效率。未來將是一個低碳時代，在**溫室氣體減量**要求下，台電公司的電力開發將秉持環保企業

之精神，為國內經濟發展、為人民生活品質，以及為後代子孫生存環境做最妥適的抉擇及努力。

台電公司承諾透過**永續報告書**讓社會大眾了解台電公司在電力穩定供應及環境影響之間所扮演的角色及投入的努力，也期望藉由永續報告書的說明台電公司對於溫室氣體管制策略上之規劃，及展現貫徹實施之決心。

因應與日俱增之溫室氣體減量要求，台電公司提出之溫室氣體管制策略行動方案之一即為「**配合機組更新提升火力發電平均效率**」，發電廠燃煤機組營運至今**績效改善**有目共睹，惟科技日新又新且因相關設備經年運轉已有逐漸劣化之傾向，致效能逐漸下滑、燃燒效率降低，造成 CO₂ 排放強度增加，實有必要再加強研究探討相關設備適度調整之可行性，並評估 CO₂ 之減量空間。

配合短期與中期研究發展規劃—既有機組 CO₂ 及空氣污染物減量技術研究。有效改善發電廠相關發電設備之運轉現況缺失，提升整廠效率，且有助於提升電廠競爭力，對於爭取外界認同台電公司在溫室氣體減量方面之努力甚具意義及助益。

能源配比—**再生能源**方面政府希望能對本土的太陽能產業與需求端提供更多**獎助跟補助**，台電公司近年來亦積極配合政府的「再生能源發展方案」，進行各類型再生能源的發展評估，包括具發展潛力的小水力、風力、太陽光電等低碳能源，都是台電公司思考發展的重點。

從此次參與研討會的單位及研究的範疇，台電公司應及早從事有關「**碳捕捉及封存**」技術之規劃、研究、彙報，未來可考慮參與其他國家研究機構、公司作有關「碳捕捉及封存」的技術交流，掌握國研究動態。

多種空氣污染物控制，除原 SO_x、NO_x、PM 等之控制技術，如裝置 FGD、SCR 及 ESP 外，Hg 管制方面之先進技術，可達成更乾淨的環境目的且兼具低衝擊性、低成本經濟之思維模式，亦利於作為台電公司未來規劃多種空氣污染物防治措施管制之參考；其他如 Ni、As、Se、Cd 等重金屬物質排放管制的議題及燃煤後**副產品之運用**，亦可供台電公司及早因應、參考。

SCHEDULE-AT-A-GLANCE

Monday, August 30		Tuesday, August 31		Wednesday, September 1		Thursday, September 2	
Presenters' Breakfast (7:30-8:30 AM) Kent ABC	Coffee Service (7:30-8:30 AM) Harborside Foyer	Presenters' Breakfast (7:00-8:00 AM) Kent ABC	Coffee Service (7:00-8:00 AM) Harborside Foyer	Presenters' Breakfast (6:30-8:00 AM) Kent ABC	Coffee Service (7:00-8:30 AM) Harborside Foyer	Presenters' Breakfast (7:00-8:00 AM) Kent ABC	Coffee Service (7:00-8:00 AM) Harborside Foyer
Keynote Panel Session (8:30-10:00 AM) Harborside ABC		Session 2a: Carbon Management - Oxyfiring (8:00-9:25 AM) Harborside AB	Session 3a: SO ₂ - Wet FGD - Field Experience (8:00-9:40 AM) Harborside C	Session 7a: NOx (8:25-9:40 AM) Harborside AB	Session 8a: Mercury - FGD Capture: Field Tests (7:35-9:40 AM) Harborside C	Session 12a: Multipollutant - Field: New Applications (8:00-9:15 AM) Harborside ABC	
Refreshment Break (10:00-10:30 AM) Harborside Foyer *Sponsored by Solvay Chemicals		Refreshment Break (9:25/9:40-10:20 AM) Grand Ballroom V-X and Foyer *Sponsored by Worley Parsons		Refreshment Break (9:40-10:20 AM) Grand Ballroom V-X and Foyer *Sponsored by RWE		Refreshment Break (9:15-9:45 AM) Harborside Foyer *Sponsored by California Analytical Instruments, Inc.	
Session 1a: Carbon Management (10:30 AM - 12:15 PM) Harborside ABC		Session 2b: Carbon Management - Sorbents / Session 4a: Mercury - Reagent Addition/Installation (10:20 AM - 12:00 PM) Harborside AB	Session 3b: SO ₂ - Wet FGD - Field Experience (10:20 AM - 12:00 PM) Harborside C	Session 7b: NOx (10:20 AM - 12:00 PM) Harborside AB	Session 8b: FGD HAPS Studies (10:20 AM - 12:00 PM) Harborside C	Session 12b: Multipollutant - Developments (9:45-11:00 AM) Harborside ABC	
Lunch (12:15-1:15 PM) Harborside DE		Lunch (12:00-1:15 PM) Harborside DE		Lunch (12:00-1:15 PM) Harborside DE			
Session 1b: Carbon Management - Solvents (1:15-3:00 PM) Harborside ABC		Session 4b: Mercury - Reagent Addition/Installation (continued) (1:15-2:30 PM) Harborside AB	Session 5: SO ₂ - Dry (1:15-2:30 PM) Harborside C	Session 9: Particulate (1:15-2:55 PM) Harborside AB	Session 8c: FGD HAPS Studies (1:15-2:05 PM) Harborside C		
Refreshment Break (3:00-3:30 PM) Harborside Foyer *Sponsored by Hamon Research - Cottrell		Refreshment Break (2:30-3:15 PM) Grand Ballroom V-X and Foyer *Sponsored Duetcting Pumps NA		Refreshment Break (2:05/2:55-3:30 PM) Grand Ballroom V-X and Foyer *Sponsored by ICL-IP America			
Session 1c: Carbon Management - Solvents / Sorbents (3:30-5:10 PM) Harborside ABC		Session 4c: Mercury - Reagent Addition (3:15-5:20 PM) Harborside AB	Session 6: SO ₂ - Wet FGD - Water (3:15-4:55 PM) Harborside C	Session 10: Multipollutant - Field Results (3:30-4:45 PM) Harborside AB	Session 11: SO ₃ (3:30-4:45 PM) Harborside C		
Reception, Exhibit Viewing, and Poster Session (43 posters) (5:10-6:30 PM) Grand Ballroom V-X and Foyer		Reception, Exhibit Viewing, and Poster Session (43 posters) (5:20-6:45 PM) Grand Ballroom V-X and Foyer					

FINAL AGENDA

Monday, August 30, 2010

Keynote Plenary Session (Harborside ABC)

Chair: C.V. Mathai, *Arizona Public Service Co.*

8:30 AM Keynote:
Robert D. Brenner, *Director, Office of Policy Analysis and Review, U.S. EPA*
Panel:
Robert D. Brenner, *Director, Office of Policy Analysis and Review, U.S. EPA*
Quinn Shea, *Edison Electric Institute*
David Doniger, *Natural Resources Defense Council*

10:00 AM Refreshment Break (Harborside Foyer)

Session 1a: Carbon Management (Harborside ABC)

Co-Chairs: George Offen, *EPRI*
Nick Hutson, *U.S. EPA*

10:30 AM Department of Energy's Carbon Capture Research and Development Program for Existing Coal-Fired Power Plants (90)
J. P. Ciferno,¹ L. Brickett,¹ A. O'Palko,² T. Fout,² G. Vaux³;
¹*U.S. Department of Energy/NETL, Pittsburgh, PA,*
²*U.S. Department of Energy/NETL, Morgantown, WV,*
³*Leonardo Technologies Incorporated, Bethel Park, PA*

10:55 AM Challenges to Successful CCS Implementation and Related EPA Research and Regulatory Activities
F. P. Princiotto, *Office of Research & Development, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC*

11:10 AM EPRI's CO₂ Capture R&D Program for Power Plants
G. R. Offen, *Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA*

11:25 AM Utility Scale Deployment of CO₂ Capture Technology – A Phased Approach (62)
J. N. Irvin, M. A. Ivie; *Southern Company Services, Birmingham, AL*

11:50 AM Design Considerations for the Boundary Dam Integrated Carbon Capture Demonstration (86)
L. E. Miller,¹ D. Cameron,¹ M. Richard,¹ D. Conrad,¹ B. Jacobs²; ¹*Stantec Consulting, Regina, SK, Canada,*
²*SaskPower, Regina, SK, Canada*

12:15 PM Lunch (Harborside DE)

Session 1b: Carbon Management – Solvents (Harborside ABC)

Co-Chairs: Ravi Srivastava, *U.S. EPA*
Jared Ciferno, *U.S. DOE*

1:15 PM CO₂ Capture and Sequestration at Alabama Power's Plant Barry – Demonstration Project (81)
M. A. Ivie, N. Irvin; *Southern Company, Birmingham, AL*

1:40 PM CO₂ Capture Demonstration Based on Fluor's Econamine FG PlusSM Technology Located at E.ON Energie AG's Coal-Fired Power Plant in Wilhelmshaven, Germany (31)
S. Reddy,¹ D. W. Johnson,² H. Zimmermann,³ D. Meyer³; ¹*Fluor Corporation, Aliso Viejo, CA,* ²*Fluor Corporation, Greenville, SC,* ³*E.ON Energie AG, Munich, Germany*

2:05 PM Field Test Results of a Post-Combustion CO₂ Capture System Pilot (37)
C. R. McLarnon,¹ M. Jones²; ¹*Powerspan Corp., Portsmouth, NH,* ²*FirstEnergy Corp., Akron, OH*

2:35 PM Demonstration and Verification of Post Combustion Capture with Advanced Solvent and TKO[™] Process (40)
B. Wang, M. D. Maloney, S. Bowden, R. A. Gardiner, D. Fitzgerald; *Doosan Babcock Energy Ltd, Renfrew, United Kingdom*

3:00 PM Refreshment Break (Harborside Foyer)

Session 1c: Carbon Management – Solvents / Sorbents (Harborside ABC)

Co-Chairs: Dick Rhudy, *EPRI*
Tim Fout, *U.S. DOE*

3:30 PM Hitachi's Carbon Dioxide Scrubbing Technology with New Absorbent for Coal-Fired Power Plants (60)
H. Kikkawa,¹ Y. Fukuda,² S. Takamoto,² T. Katsube,² T. Nakamoto,² T. Kawasaki,³ T. Sugiura,⁴ S. Wu,⁵ W. Schreier,⁶ A. Heberle⁶; ¹*Babcock-Hitachi, Higashihiroshima, Japan,* ²*Babcock-Hitachi, Kure, Japan,* ³*Hitachi, Tokyo, Japan,* ⁴*Hitachi, Ibaragi, Japan,* ⁵*Hitachi Power Systems America, Basking Ridge, NJ,* ⁶*Hitachi Power Europe GmbH, Duisburg, Germany*

3:55 PM Pilot Plant Operational Experience of an Advanced Amine Process (AAP) for CO₂ Capture from Coal Fired Boiler Flue Gas (142)
N. B. Handagama,¹ R. Kotdawala,¹ B. Babu Rao,¹ L. Czarnecki,¹ D. Schmidt,¹ C. N. Schubert²; ¹*Alstom Power, Knoxville, TN,* ²*The DOW Chemical Company, Freeport, TX*

4:20 PM Solid Sorbents as a Retrofit CO₂ Capture Technology: Results from Field Testing (131)
S. Sjostrom,¹ T. Campbell,¹ H. Krutka,¹ T. Starns,¹ A. O'Palko,² R. Rhudy,³ C. Clark,⁴ G. Willis,⁵ B. Zimny,⁶ F. Morton,⁷ G. Liu,⁷ W. Peng⁷; ¹*ADA Environmental Solutions, Littleton, CO,* ²*DOE NETL, Morgantown, WV,* ³*EPRI, Palo Alto, CA,* ⁴*Luminant, Dallas, TX,* ⁵*Luminant, Tatum, TX,* ⁶*Xcel Energy, Becker, MN,* ⁷*Southern Company Services, Wilsonville, AL*

4:45 PM A Low Cost, High Capacity Regenerable Sorbent for CO₂ Capture (170)
G. Alptekin, A. Jayaraman, S. Dietz, L. Brickner; *TDA Research, Inc., Wheat Ridge, CO*

5:10 – 6:30 PM Reception, Exhibit Viewing, and Poster Session (see page 12 for details on the Poster Session) (Grand Ballroom V-X and Foyer)

FINAL AGENDA

Tuesday, August 31, 2010

Session 2a: Carbon Management – Oxyfiring (concurrent with Session 3a) (Harborside AB)

Chair: Tim Fout, *U.S. DOE*

8:00 AM Demonstration of the Doosan Babcock 40 MW_t Oxycoal™ Burner (67)
D. Fitzgerald, E. D. Cameron, D. W. Sturgeon; *Doosan Babcock Energy Limited, Renfrew, United Kingdom*

8:25 AM Technical Considerations for Oxycombustion Flue Gas Conditioning (155)
B. Musiol, D. McDonald; *Babcock & Wilcox Company, Barberton, OH*

8:50 AM Topics in Oxy-Coal Retrofit of Utility Boilers – Burner Principles and Fire-Side Corrosion (125)
A. R. Fry,¹ B. R. Adams,¹ K. Davis,¹ M. Cremer,¹ D. Swensen,¹ S. Munson,¹ P. Kazalski,² W. Cox³; ¹*Reaction Engineering International, Salt Lake City, UT*, ²*Siemens Environmental Systems & Services, Pluckemin, NJ*, ³*Corrosion Management, Rugby, United Kingdom*

9:25 AM Refreshment Break in the Exhibit Hall (Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 2b: Carbon Management – Sorbents (concurrent with Session 3b) (Harborside AB)

Co-Chairs: C.W. Lee, *U.S. EPA*
Lynn Brickett, *U.S. DOE*

10:20 AM Scale-Up of the Calera Process for Carbon Capture and Mineralization from Flue Gas from Power Production (118)
R. Seeker; *Calera Corporation, Los Gatos, CA*

10:45 AM CCS Project with Alstom's Chilled Ammonia Process at AEP's Mountaineer Plant (72)
B. Sherrick,¹ R. Bollinger,¹ M. Hammond,¹ G. Spitznogle,¹ D. Muraskin,² F. Kozak,² M. Cage,² M. Varner²; ¹*American Electric Power, Columbus, OH*, ²*Alstom Power, Inc., Knoxville, TN*

Session 4a: Mercury – Reagent Addition/Installation (concurrent with Session 3b) (Harborside AB)

Co-Chairs: C.W. Lee, *U.S. EPA*
Lynn Brickett, *U.S. DOE*

11:10 AM Activated Carbon Injection Systems: Preparing for Utility and Industrial MACT (139)
J. Bustard, C. Martin, R. Miller, T. Starns; *ADA Environmental Solutions, Littleton, CO*

11:35 AM BASF Mercury Sorbent ZX™ for Control of Coal-Fired Power Plant Hg Emissions (176)
W. Hizny,¹ X. Yang,² G. Magno³; ¹*BASF Corporation, Union, NJ*, ²*BASF Corporation, Iselin, NJ*, ³*Xcel Energy, Golden, CO*

12:00 PM Lunch (Harborside DE)

Session 3a: SO₂ – Wet FGD – Field Experience (concurrent with Session 2a) (Harborside C)

Co-Chairs: John Chang, *U.S. EPA*
Corey Tyree, *Southern Company*

8:00 AM Implementation Strategies for Southern Company FGD Projects (68)
D. R. Wall, E. C. Healy, J. C. Huggins; *Southern Company, Birmingham, AL*

8:25 AM Emissions Control Performance Achieved in Practice by Electric Utility Flue Gas Desulfurization Systems in the United States (114)
C. V. Weilert, D. W. Randall; *Burns & McDonnell, Kansas City, MO*

8:50 AM Double Contact Flow Scrubber Start-Up and Operation for Gorgas and Hammond (111)
T. Ushiku,¹ K. Maeda,¹ T. Shinoda,¹ Y. Nakayama,¹ N. West,² J. Schmit³; ¹*MHIA, Austin, TX*, ²*Southern Company, Birmingham, AL*, ³*URS, Austin, TX*

9:15 AM New Technologies to Improve the Performance and Reliability of Older FGD Systems (129)
G. Maller,¹ J. Klingspor,¹ M. Denlinger,¹ A. Cottetmond²; ¹*URS, Austin, TX*, ²*NRG Texas LLC, Jewett, TX*

9:40 AM Refreshment Break in the Exhibit Hall (Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 3b: SO₂ – Wet FGD – Field Experience (continued) (concurrent with Session 2b) (Harborside C)

Co-Chairs: John Chang, *U.S. EPA*
Corey Tyree, *Southern Company*

10:20 AM Fayette Unit 3 FGD Upgrade: Design and Performance for More Cost Effective SO₂ Reduction (153)
C. Frazer,¹ A. Jayaprakash,² S. M. Katzberger,² Y. J. Lee,³ B. R. Tielsch³; ¹*Lower Colorado River Authority, La Grange, TX*, ²*Sargent & Lundy, Chicago, IL*, ³*Babcock & Wilcox Company, Barberton, OH*

10:45 AM Use of High Magnesium Limestone in East Kentucky Power Spurlock Station's Limestone Forced Oxidation Scrubber (83)
J. K. Mercer,¹ S. Berrett²; ¹*Carmeuse Lime and Stone, Pittsburgh, PA*, ²*East Kentucky Power Spurlock Station, Maysville, KY*

11:10 AM Diagnosing and Solving Operational Issues for Conventional Limestone Forced Oxidation Flue Gas Desulfurization Systems (113)
M. T. Hoydick,¹ M. Dougherty,¹ R. Glaser,² R. Steif,² D. Swinson³; ¹*Siemens Environmental Systems and Services, Pittsburgh, PA*, ²*PPL, Pittsburgh, PA*, ³*Dominion Power, Pittsburgh, PA*

11:35 AM Efficiency Improvements and Operational Cost Reductions of a Dual Loop Wet FGD Scrubber at Muscatine Power & Water Using Twinabsorb® Nozzle Technology (97)
C. C. Sauer,¹ R. Van Durme,¹ G. Seligman,² J. Freeze²; ¹*Lechler Inc., St. Charles, IL*, ²*Muscatine Power and Water, Muscatine, IA*

12:00 PM Lunch (Harborside DE)

FINAL AGENDA

Session 4b: Mercury – Reagent Addition/Installation (continued) (concurrent with Session 5) (Harborside AB)

- Co-Chairs:** Ramsay Chang, *EPRI*
Andrew O'Palko, *U.S. DOE*
- 1:15 PM** Full-Scale Testing of the Sorbent Activation Process (14)
R. Chang,¹ C. Shaban,¹ M. Rostam-Abadi,² Y. Lu,² T. Ebner,³
K. Fisher⁴; ¹*EPRI, Palo Alto, CA*, ²*Institute of Natural Resource Sustainability, University of Illinois at Urbana-Champaign, Champaign, IL*, ³*Apogee Scientific, Inc, Englewood, CO*
- 1:40 PM** Georgia Power Company's Plant Scherer TOXECON® Performance Optimization (99)
B. Looney,¹ D. E. Woodson,² R. Merritt³; ¹*Southern Company, Birmingham, AL*, ²*Georgia Power Company, Juliette, GA*, ³*Randy Merritt Consulting, Birmingham, AL*
- 2:05 PM** Field Investigations of Fixed-Structure Sorbents for Mercury Emission Control from Coal Fired Flue Gas (85)
T. Machalek,¹ C. Richardson,¹ B. Looney,² R. Chang,³ R. Merritt,⁴
W. Piulle,⁵ A. O'Palko⁶; ¹*URS Corporation, Austin, TX*, ²*Southern Company, Birmingham, AL*, ³*EPRI, Palo Alto, CA*, ⁴*Randy Merritt Consulting, Birmingham, AL*, ⁵*Consultant, Redwood City, CA*, ⁶*U.S. DOE-NETL, Morgantown, WV*
- 2:30 PM** Refreshment Break in the Exhibit Hall
(Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 4c: Mercury – Reagent Addition (concurrent with Session 6) (Harborside AB)

- Co-Chairs:** Ramsay Chang, *EPRI*
Andrew Jones, *U.S. DOE*
- 3:15 PM** Progress Report on Mercury Control Retrofit at the Colstrip Power Station (91)
G. Criswell,¹ J. Mahoney,¹ D. Rust,¹ R. LaFlesh,² J. Iovino,² J. Bittner³; ¹*PPL Montana LLC, Colstrip, MT*, ²*Alstom Power, Windsor, CT*
- 3:40 PM** Multi-Technology, Mercury Abatement Program Implementation and Performance at Nova Scotia Power (152)
D. McLellan,¹ B. J. Jankura,² T. Rupelli,² S. S. Klages³; ¹*Nova Scotia Power Incorporated, Halifax, NS, Canada*, ²*Babcock & Wilcox Company, Barberton, OH*, ³*Babcock & Wilcox Canada, Cambridge, ON, Canada*
- 4:05 PM** Native Halogens in Coals from USA, China and Elsewhere – Low Chlorine Coals Need Bromide Addition for Enhanced Mercury Capture (103)
B. Vosteen,¹ H. Winkler,² M. Berry³; ¹*Vosteen Consulting GmbH, Cologne, Germany*, ²*Evonik Steag GmbH, Herne, Germany*, ³*Southern Company Services, Birmingham, AL*
- 4:30 PM** Effects of Halogen Addition and Flue Gas Conditions on SCR Catalyst Mercury Oxidation and Removal (160)
A. F. Sibley; *Southern Company, Birmingham, AL*
- 4:55 PM** Relating Catalyst Properties to the Multipollutant Performance of Full-Scale Selective Catalytic Reduction Systems (19)
S. Niksa,¹ A. Freeman Sibley²; ¹*Niksa Energy Associates LLC, Belmont, CA*, ²*Southern Company Services Inc., Birmingham, AL*
- 5:20 – 6:45 PM** Reception, Exhibit Viewing, and Poster Session
(see page 12 for details on the Poster Session)
(Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 5: SO₂ – Dry (concurrent with Session 4a) (Harborside C)

- Chair:** George Offen, *EPRI*
- 1:15 PM** Dry Sorbent Injection at the SCR Inlet for SO₃ Mitigation (52)
J. E. Norman,¹ M. Thomas²; ¹*UCC, Fayetteville, NY*, ²*Duke Energy Corporation, Cincinnati, OH*
- 1:40 PM** Operating Experience of CFB Semi-Dry FGD with Novel Humidification Technology in China (100)
X. Gao,¹ Z. Wu,² A. P. Evans³; ¹*ITPE, Zhejiang University, Hangzhou, China*, ²*SINOPEC Group, Guangzhou, China*, ³*Marsulex Environmental Technologies, Lebanon, PA*
- 2:05 PM** Influence of Filter Media on Secondary Capture of SO₂ (156)
R. E. Snyder,¹ B. J. Jankura,¹ V. Schild,² J. LaCour²; ¹*Babcock & Wilcox Company, Barberton, OH*, ²*Black Hills Power, Gillette, WY*
- 2:30 PM** Refreshment Break in the Exhibit Hall
(Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 6: SO₂ – Wet FGD – Water Discharge Management (concurrent with Session 4b) (Harborside C)

- Co-Chairs:** Nick Hutson, *U.S. EPA*
Chuck Dene, *EPRI*
- 3:15 PM** Siemens Effluent Characterization Study Phase 2 – Impact to Scrubber Operations and Waste Water Treatment (120)
S. E. Winter, M. Hoydick, M. Sandell; *Siemens Environmental, Pittsburgh, PA*
- 3:40 PM** Field Demonstration of a High-Performing Chemical Process for Removing Toxic Metals and Nitrate in the Flue Gas Desulfurization (FGD) Wastewater (136)
X. Teng,¹ Y. H. Huang²; ¹*Southern Company, Birmingham, AL*, ²*Texas A&M University, College Station, TX*
- 4:05 PM** Mercury Emissions: Demonstration of Air and Water Quality Management (145)
B. A. Keiser,¹ G. Finigan,² J. Meier,³ J. Shah,¹ J. Lu¹; ¹*Nalco Company, Naperville, IL*, ²*City Water, Power, and Light, Dallman Station, Springfield, IL*, ³*Nalco Mobotec, Walnut Creek, CA*
- 4:30 PM** MHI Wet-FGD Waste Water Treatment Technologies (28)
S. Honjo,¹ T. Shinoda,¹ Y. Nakayama,¹ N. Ukai,² S. Kagawa,² S. Okino,² T. Nagayasu²; ¹*Mitsubishi Heavy Industries America, Austin, TX*, ²*Mitsubishi Heavy Industries, Yokohama, Japan*
- 5:20 – 6:45 PM** Reception, Exhibit Viewing, and Poster Session
(see page 12 for details on the Poster Session)
(Grand Ballroom V-X and Foyer)

FINAL AGENDA

Wednesday, September 1, 2010

Session 7a: NO_x (concurrent with Session 8a) (Harborside AB)

Co-Chairs: Tony Facchiano, *EPRI*
Bruce Lani, *U.S. DOE*

8:25 AM Parallel Heat Rate and NO_x Optimization by Innovative Control of Pulverized Coal and Combustion Air Supplies (164)
F. Rodriguez, E. Tova, M. Morales; *INERCO, S.A., Seville, Spain*

8:50 AM Optimization of Constellation Energy SNCR Systems at Crane Units 1 and 2 Using Continuous Ammonia Measurement (13)
J. Staudt,¹ B. Hoover,² S. McCool,³ J. Frey,³ P. Trautner²;
¹Andover Technology Partners, North Andover, MA,
²Constellation Energy, Baltimore, MD, ³Tourgee and Associates, Owings Mills, MD

9:15 AM Selective Decomposition Of Ammonia For Coal-fired Power Plant Selective Catalytic Reduction Application (138)
C. DiFrancesco, C. Bertole, S. Pritchard; *Cormetech, Inc., Durham, NC*

9:40 AM Refreshment Break in the Exhibit Hall
(Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 7b: NO_x (continued) (concurrent with Session 8b) (Harborside AB)

Co-Chairs: Tony Facchiano, *EPRI*
Bruce Lani, *U.S. DOE*

10:20 AM Impact of Biomass Combustion on SCR DeNO_x Operation (71)
H. Jensen-Holm,¹ T. N. White,² F. Castellino¹; ¹Haldor Topsoe A/S, Lyngby, Denmark, ²Haldor Topsoe, Inc., Houston, TX

10:45 AM Deactivation of SCR Catalyst by Phosphorous: Proposed Mechanism and Solution (151)
M. Gadgil,¹ K. Larson,¹ B. Ghorishi,¹ D. Silbaugh²; ¹Babcock & Wilcox Company, Barberton, OH, ²Black Hills Power, Rapid City, SD

11:10 AM SCR Catalyst Pluggage Reduction at Progress Energy's Roxboro Station (173)
R. Mudry,¹ M. Boone²; ¹Airflow Sciences Corporation, Livonia, MI, ²Progress Energy, x, MI

11:35 AM Deactivation and Regeneration of High-Dust SCR Catalyst Operated in High Percentage Biomass Co-Fired Coal Units (177)
E. Huls,¹ J. Broekhuizen,¹ R. Mühlenberg,² T. Hoffmann,³ H. Hartenstein³; ¹E.ON Benelux, Rotterdam, Netherlands, ²Evonik Energy Services LLC, Essen, Germany, ³Evonik Energy Services LLC, Kings Mountain, NC

12:00 PM Lunch (Harborside DE)

Session 8a: Mercury – FGD Capture: Field Tests (concurrent with Session 7a) (Harborside C)

Co-Chairs: Nick Hutson, *U.S. EPA*
Andrew O'Palko, *U.S. DOE*

7:35 AM Mercury Abatement by Existing Pollutant Control Equipment at Multiple Coal-Fired Power Plants (92)
J. O. Allen,¹ R. Chang,² C. A. Tyree³; ¹Allen Analytics LLC, Tucson, AZ, ²Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, ³Southern Company, Birmingham, AL

8:00 AM Results from a Two Week Study to Mitigate Mercury Re-Emissions from a Wet Scrubber (116)
S. Winter,¹ Z. T. Fuller,¹ J. Lally,² K. Frizzel,³ J. Bivens³; ¹Siemens Environmental, Pittsburgh, PA, ²Evonik Degussa Corporation, Pittsburgh, PA, ³Owensboro Municipal Utilities, Owensboro, KY

8:25 AM Novel Mercury Control Strategy Utilizing Wet FGD in Power Plants Burning Low Chlorine Coal (93)
P. Elliott,¹ T. Riethmann,² B. Vosteen³; ¹Evonik Energy Services LLC, Kings Mountain, NC, ²Evonik Energy Services GmbH, Essen, Germany, ³Vosteen Consulting GmbH, Cologne, Germany

8:50 AM Evaluation of Mercury Control Technologies at a Power Plant without SCR Firing Eastern Bituminous Coal (77)
K. Dombrowski,¹ B. Looney,² A. Sibley,² R. Chang³; ¹URS Corporation, Austin, TX, ²Southern Company Services, Birmingham, AL, ³EPRI, Palo Alto, CA

9:15 AM Field Study of Mercury Partitioning and Re-Emissions in Wet FGD Systems (56)
G. M. Blythe,¹ M. K. Richardson,¹ R. G. Rhudy,² P. S. Nolan³; ¹URS Corporation, Austin, TX, ²EPRI, Palo Alto, CA, ³Nolan Environmental Solutions Analysis, LLC, Fort Worth, TX

9:40 AM Refreshment Break in the Exhibit Hall
(Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 8b: FGD HAPS Studies (concurrent with Session 7b) (Harborside C)

Co-Chairs: George Offen, *EPRI*
Ravi Srivastava, *U.S. EPA*

10:20 AM HAP Emissions Testing in the EPA Pilot-Scale Combustion Research Facility (26)
N. D. Hutson,¹ W. Linak,¹ C. Lee,¹ J. Ryan,¹ E. Brown,¹ C. Singer²; ¹US EPA, Research Triangle Park, NC, ²Arcadis-US, Inc., Durham, NC

10:45 AM The Enrichment of Trace Pollutants in FGD Water Streams from Two Spanish Power Plants (175)
P. Córdoba-Sola,¹ O. Font,¹ M. Izquierdo,¹ X. Querol,¹ S. Rico,¹ A. Tobías,¹ C. Leiva,² M. A. López-Antón,³ R. Ochoa-Gonzalez,³ M. Díaz-Somoano,³ M. R. Martínez-Tarazona,³ C. Fernandez,² P. Gómez,⁴ A. Tomás,⁴ A. Giménez⁴; ¹Institute of Environmental Assessment and Water Research (IDAEA-CSIC), Barcelona, Spain, ²Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, Sevilla, Spain, ³Instituto Nacional del Carbón (INCAR-CSIC), Oviedo, Spain, ⁴ENDESA GENERACIÓN, Madrid, Spain

FINAL AGENDA

11:10 AM Selenium Speciation and Partitioning in Wet FGD Systems (51)
M. Richardson,¹ G. M. Blythe,¹ P. Chu,² C. Dene,² K. Searcy,³ K. Fisher,³ D. Wallschläger⁴; ¹URS Corporation, Austin, TX, ²EPRI, Palo Alto, CA, ³Trimeric Corporation, Buda, TX, ⁴Trent University, Peterborough, ON, Canada

11:35 AM Behavior of Selenium in Coal-Fired Power Plants: Implications for Multi-Media Emissions (119)
C. Senior, B. Van Otten, A. Sarofim, J. O. L. Wendt; *Reaction Engineering International, Salt Lake City, UT*

12:00 PM Lunch (Harborside DE)

Session 8c: FGD HAPS Studies (continued) (concurrent with Session 9) (Harborside C)

Chair: Andrew Jones, U.S. DOE

1:15 PM Effect of Dryfine Low Temperature Coal Drying Process on Trace Metals Emissions from a Coal-Fired Power Plant (25)
K. Dombrowski,¹ C. Bullinger,² G. Archer,³ M. Ness,⁴ R. Chang,⁵ N. Sarunac⁶; ¹URS Corporation, Austin, TX, ²Great River Energy, Bismarck, ND, ³Great River Energy, Maple Grove, MN, ⁴Great River Energy, Underwood, ND, ⁵EPRI, Palo Alto, CA, ⁶Lehigh University, Bethlehem, PA

1:40 PM The Effect of Activated Carbon Injection on Trace Metals Removal across Particulate Capture Devices at Coal-Fired Power Plants (44)
K. Dombrowski,¹ C. Braman,¹ R. Chang²; ¹URS Corporation, Austin, TX, ²EPRI, Palo Alto, CA

2:05 PM Refreshment Break in the Exhibit Hall (Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 11: SO₃ (concurrent with Session 10) (Harborside C)

Chair: Bruce Scherer, EPRI

3:30 PM Predicting Sulfur Trioxide Levels Along Utility Gas Cleaning Systems (16)
B. Krishnakumar, S. Niksa; *Niksa Energy Associates LLC, Belmont, CA*

3:55 PM SO₃ Measurement and Mitigation (78)
C. Chothani; *Breen Energy Solutions, Carnegie, PA*

4:20 PM Advances in Hot Side SO₃ Mitigation Technology (69)
C. A. Lockert,¹ R. Kalagnanam,² P. Hoeflich,² C. Donner,³ M. Thomas³; ¹Breen Energy Solutions, Chagrin Falls, OH, ²Progress Energy, Raleigh, NC, ³Duke Energy, Cincinnati, OH

4:45 PM Session 11 Adjourns

Session 9: Particulate (concurrent with Session 8c) (Harborside AB)

Co-Chairs: Bruce Scherer, EPRI
Jim Chaney, Ameren Energy Resources

1:15 PM Utility Baghouse Site Survey (21)
W. Piulle,¹ R. L. Merritt,² R. Chang³; ¹Walter Piulle Consulting, Redwood City, CA, ²Randy Merritt Consulting, Birmingham, AL, ³EPRI, Palo Alto, CA

1:40 PM A New Alternative to Sulfur Trioxide Injection for Flue Gas Conditioning (110)
R. Landreth,¹ D. Lipscomb,² D. Smith,³ K. Wanning,⁴ C. Nagel⁴; ¹Albemarle Corp., Twinsburg, OH, ²Albemarle Corp., Atlanta, GA, ³SaskPower, Regina, SK, Canada, ⁴Midwest Generation, Chicago, IL

2:05 PM An Investigation into the Effects of Activated Carbon Injection on ESP Performance with a Focus on Hopper Reentrainment (127)
V. H. Belba,¹ C. Senior,² J. Valentine,² B. Scherer,³ J. Hudspeth,⁴ T. Snow,⁴ L. Bishop,⁴ K. Ploch⁴; ¹BELBA & Associates, Boulder, CO, ²Reaction Engineering International, Salt Lake City, UT, ³EPRI, Toledo, OH, ⁴NRG Texas, Jewett, TX

2:30 PM Pilot-Scale Evaluations of the EPRI PMscreen Technology (36)
K. Fisher,¹ R. Tonkin,¹ R. Chang,² M. Looney³; ¹Apogee Scientific, Englewood, CO, ²EPRI, Palo Alto, CA, ³Southern Company, Birmingham, AL

2:55 PM Refreshment Break in the Exhibit Hall (Grand Ballroom V-X and Foyer)

Session 10: Multipollutant – Field Results (concurrent with Session 11) (Harborside AB)

Chair: Chuck Dene, EPRI

3:30 PM Combustion Optimization for Decreased Emissions and Improved Efficiency (17)
J. Estrada,¹ D. Earley,² B. Kirkenir³; ¹Progress Energy Corporation, St. Petersburg, FL, ²Combustion Technologies Corporation, Apex, NC, ³Progress Energy Corporation, Raleigh, NC

3:55 PM Performance of the Boswell Energy Center Unit 3 Environmental Improvement Project (57)
K. Burchardt,¹ T. Coughlin²; ¹Burns & McDonnell, Kansas City, MO, ²Minnesota Power, Duluth, MN

4:20 PM Full Scale Demonstration of a Plant Wide Multi-Pollutant Control Project 18 Months in Operation (79)
J. W. Mashek,¹ J. B. Gifford,² T. O. Miller,¹ V. P. Steiner¹; ¹Burns and McDonnell, Kansas City, MO, ²Arizona Public Service, Phoenix, AZ

4:45 PM Session 10 Adjourns

FINAL AGENDA

Thursday, September 2, 2010

Session 12a: Multipollutant – Field: New Applications (Harborside ABC)

Chair: William Yelverton, *U.S. EPA*

8:00 AM Commissioning the Turbosorp Circulating Dry Scrubber (105)
T. R. Ake,¹ R. Beittel,² D. Beck,³ E. Walters³; ¹*Babcock Power, Inc., Charlotte, NC*, ²*Babcock Power, Inc., Worcester, MA*, ³*Gainesville Regional Utilities, Gainesville, FL*

8:25 AM Modification and Optimization of an Existing CDS FGC System for Biomass Co-Firing (32)
C. Moser,¹ R. Baeye,¹ M. Dickamp,¹ Z. Dongres,² J. Knotek²; ¹*ENVIROSERV, Essen, Germany*, ²*Plzenska teplarenska, Plzen, Czech Republic*

8:50 AM Development of the Indigo and FMC NOx Oxidation Technologies Using Hydrogen Peroxide (48)
T. Holtz,¹ R. Crynack,¹ J. Rovison,¹ R. S. Steffl,¹ J. Pacinelli,² J. Wilkins,² R. Truce,² M. Berry²; ¹*FMC Corporation, Tonawanda, NY*, ²*Indigo Technologies USA, Pittsburgh, PA*, ³*Southern Company Generation, Birmingham, AL*

9:15 AM Refreshment Break (Harborside Foyer)

Session 12b: Multipollutant – Developments (Harborside ABC)

Chair: Bill Linak, *U.S. EPA*

9:45 AM Multipollutant Control in a Wet FGD Scrubber (47)
N. D. Hutson,¹ J. Chang,¹ Y. Zhao²; ¹*US EPA, Research Triangle Park, NC*, ²*Arcadis-US, Inc, Durham, NC*

10:10 AM Demonstration Test of Iron Addition to an FGD Absorber to Enhance Flue Gas Mercury Removal (66)
T. E. Higgins,¹ C. DiSante,² G. Blythe,³ M. Richardson,³ P. Chu,⁴ C. Dene,⁴ C. Tyree⁵; ¹*CH2M HILL, Chantilly, VA*, ²*CH2M HILL, Bellevue, WA*, ³*URS, Austin, TX*, ⁴*Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA*, ⁵*Southern Company, Birmingham, AL*

10:35 AM Partitioning, Abatement and Emission of NO_x and HN₄⁺ Species in Large Spanish PCC-FGD Power Plants (174)
P. Cordoba,¹ O. Font,¹ C. Leiva,² M. A. López-Antón,³ R. Ochoa-Gonzalez,³ M. Izquierdo,¹ X. Querol,¹ M. Díaz-Somoano,³ M. R. Martinez-Tarazona,³ C. Fernandez,² A. Giménez⁴; ¹*Institute of Environmental Assessment and Water Research (IDÆA-CSIC), Barcelona, Spain*, ²*Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, Sevilla, Spain*, ³*Instituto Nacional del Carbón (INCAR-CSIC), Oviedo, Spain*, ⁴*ENDESA GENERACIÓN, Madrid, Spain*

11:00 AM Symposium Adjourns

Poster Sessions (Grand Ballroom Foyer)

Monday, August 30, 5:10 – 6:30 PM and
Tuesday, August 31, 5:20 – 6:45 PM

CO₂ Control

Meeting Requirements for Post CO₂ Removal of Flue Gas Streams; Single or Two Stages of FGD Scrubbing (22)
K. J. Smith, C. Laird, J. Mercer; *Carmeuse Lime & Stone, Pittsburgh, PA*

CO₂ Beneficial Reuse Technologies – Viability for Power Generation (75)
J. M. Klobucar, D. Mitas; *HDR|C&B, Ann Arbor, MI*

A Generic Comparison of Absorption- and Adsorption-Based Processes for Post-Combustion CO₂ Capture (95)
Y. Lu, M. Rostam-Abadi; *UIUC, Urbana, IL*

Water Use for Low-Carbon Environmental Control Systems at Pulverized Coal Power Plants (172)
H. Zhai, E. Rubin; *Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA*

Emission Standards in Chile

Social Assessment of a New Emission Standard for Thermal Power Plants in Chile (49)
C. G. Contreras,¹ P. A. Ulloa,¹ P. A. Sanhueza²; ¹*Chilean Environmental Protection Agency (CONAMA), Santiago, Chile*, ²*University of Santiago of Chile, Santiago, Chile*

Air Quality Modelling and Health and Ecological Risk Assessment for New Thermal Power Plant Emission Standard in Chile (50)
P. A. Sanhueza,¹ C. G. Contreras,² P. A. Ulloa²; ¹*The University of Santiago of Chile, Santiago, Chile*, ²*Chilean Environmental Protection Agency (CONAMA), Santiago, Chile*

Mercury/HAPs Controls

Predicting Hg Removals with ACI in Utility Gas Cleaning Systems (15)
B. Krishnakumar, S. Niksa; *Niksa Energy Associates LLC, Belmont, CA*

Mercury Emission from Flue-Gas-Desulfurization Wastewater Treatment – Causes and Remedies (38)
H. Koeser,¹ J. Schuetze,¹ S. Weissbach,¹ F. van Dijen²; ¹*Martin-Luther-University, Halle/Saale, Germany*, ²*Laborelec, Linkebeek, Belgium*

UNEP's Mercury Partnership Activities for Reduction of Mercury Emissions from Coal Combustion (45)
W. Jozewicz,¹ L. Sloss,² G. Futsaeter³; ¹*ARCADIS, Durham, NC*, ²*IEA Clean Coal Centre, London, United Kingdom*, ³*UNEP, DTIE, Geneva, Switzerland*

Control of Se⁶⁺ Formation in Wet-FGD Using Mn²⁺ (70)
H. Akiho, H. Matsuda, S. Ito; *Central Research Institute of Electric Power Industry, Yokosuka, Kanagawa, Japan*