

出國報告（出國類別：研習）

# 113 年度赴美研習「排放管道粒狀物不透光率自動辨識技術」出國報告

服務機關：國家環境研究院

姓名職稱：蘇育德 科長

派赴國家/地區：美國/麻薩諸塞州

出國期間：113 年 9 月 21 日~113 年 9 月 30 日

報告日期：113 年 12 月 20 日

## 摘要

為了瞭解和判斷固定污染源排放黑煙對空氣品質的污染影響程度，我國採用不同的方式，其中，目測判煙的方法受到人力資源和主觀判斷的限制，導致了黑煙排放管制上的漏洞。因此，我國除了參考美國環保署的可見污染物判定手冊方法九(USEPA Methods 9) 制定目測判煙訓練準則外，於 113 年參考環保署「人工智慧影像判煙辨識技術及校驗能量建置計畫」研究成果及美國標準測試方法 ASTM 7520-16 的數位影像分析技術，公告「排放管道中粒狀污染物不透光率檢測方法－影像判定法(NIEA A221.70B)」，利用光學原理及影像判煙技術，進行排放管道廢氣的不透光率檢測。本案藉由赴美研習瞭解其目前在影像判煙及其他空氣檢測技術上的發展情況和法規實務，並與相關技術專家交流，探討排放管道汞、甲醛等有害空氣污染物及溫室氣體等檢測技術發展及趨勢。

在此背景下，美國雖然已經開始將判煙影像技術納入 USEPA Method 9 法規替代方法 (USEPA Alternative Method 082) 中，顯示出趨勢的重要性，但實際執行情形仍未見普及，而我國目前已有公告判煙影像辨識的檢測技術，可進一步研究加強自動辨識技術的正確性及適用性。與此同時，借鑑不同國家或儀器設備開發的技術經驗和技術路徑，將有助於促進我國檢測技術的突破，並可以即時掌握未來空氣污染物檢測的發展動態，進一步應用於實際的空氣檢測調查中。此外，隨著監測技術日益自動化，強化現地調校以保證系統的準確性和穩定性顯得至關重要。如此便能夠即時且有效地掌握污染源的實時排放狀況，而免去傳統採樣後需攜回實驗室的繁瑣程序，從而更好地掌握空氣品質狀況並做出即時調整，確保環境管理的有效性和效率提升。這種技術進步不僅符合國內環境保護的趨勢，也與全球的綠色可持續發展目標相契合。

# 目次

|              |    |
|--------------|----|
| 摘要.....      | 2  |
| 目次.....      | 3  |
| 壹、目的.....    | 4  |
| 貳、過程.....    | 5  |
| 參、心得及建議..... | 14 |
| 肆、附錄.....    | 15 |

## 壹、目的

我國為了有效掌握污染源排放的程度及其對空氣污染的影響，除了直接檢測污染物濃度外，並有參考美國環保署的 Visible Emission Field Manual EPA Method 9，以制定目測判煙訓練準則，作為控制黑煙排放的主要方式之一。然而，隨著科技進步，加上判煙人員的培訓耗時且受其主觀影響，黑煙管制面臨挑戰。為瞭解決這些問題，我國於 2023 年公告「排放管道中粒狀污染物不透光率檢測方法－影像判定法(NIEA A221.70B)」，利用光學原理及影像判煙技術，進行排放管道出口廢氣不透光率檢測，以確保排放標準的合規性，上述方法係參考我國環保署「人工智慧影像判煙辨識技術及校驗能量建置計畫」研究成果及美國 2016 年推行測定室外環境大氣中煙流不透光率標準測量方法(Standard Test Method for Determining the Opacity of a Plume in the Outdoor Ambient Atmosphere, ASTM 7520-16)。考量國際上現行僅有少數方法可供參據，爰赴美研習其目測判煙影像辨識相關運作情形，同時了解目前美國於空氣檢測發展技術情形，作為未來發展國內檢測技術或研訂檢測方法之參考。

## 貳、過程

### 一、行程紀要

本次行程自 113 年 9 月 21 日至 9 月 30 日，共計 10 日（含交通往返日程），行程內容如下表。

| 日期        |   | 行程內容  |
|-----------|---|---|
| 2024.9.21 | 六 | 起飛，前往美國（波士頓）  |
| 2024.9.22 | 日 | 抵達美國，由波士頓前往麻州富蘭克林   |
| 2024.9.23 | 一 | 參訪 Thermo Fisher 富蘭克林工廠(Franklin factory)                           |
| 2024.9.24 | 二 | 與廠方及相關技術人員研習及討論<br>1.排放管道粒狀物不透光率自動辨識及其他現行可行監測技術<br>2.美國現行相關法規及檢測方法。 |
| 2024.9.25 | 三 | 參訪運河發電廠（Canal Generating Plant）了解監測污染物實務。<br>*運河發電廠為麻州的一座石油及天然氣發電廠  |
| 2024.9.26 | 四 | 與廠方及相關技術人員研習及交流<br>1.排放管道中汞自動監測技術<br>2.溫室氣體監測技術及趨勢                  |
| 2024.9.27 | 五 | 研習交流其他空氣污染物檢監測技術及相關發展趨勢。<br>前往波士頓準備返程                               |
| 2024.9.28 | 六 | 搭機返台（波士頓-桃園）  |
| 2024.9.29 | 日 | 航程  |
| 2024.9.30 | 一 | 抵達臺灣  |

### 二、研習內容

本次研習行程可分成三部分：（一）研習美國環保署訂定 USEPA Method 9 法規替代方法 USEPA Alternative Method 082 策略及現況，並針對內容討論其與我國公告「排放管道中粒狀污染物不透光率檢測方法－影像判定法(NIEA A221.70B)」之方法技術差異，以及未來可行發展方向等；（二）參訪運河發電廠監測實務，了解美國當地發電

廠控管各種不同排放管道污染物之監控方式，包含使用選擇性觸媒還原(SCR)脫硝法時，如何監控氨氣不外洩及確保脫硝效率等；（三）了解排放管道中汞、甲醛及有害空氣污染物現今的檢測技術發展及趨勢，以及現行溫室氣體物種量測技術進行交流。

內容分別說明如下：

（一）USEPA Method 9 (Visual Determination of the Opacity of Emissions from Stationary Sources)是藉由經受訓練人員（或稱判煙人員）通過目視測量煙幕羽流的不透光率來檢查與評估固定污染源（如煙囪、工業煙道）所排放煙道氣或粒狀物濃度，這是一種簡易且快速用來判斷廢氣排放濃度的方法，具有經濟實惠、簡單直觀、適用廣泛，最重要是能有即時的檢測結果，但缺點也是很明顯，包括依賴受訓練人員的能力及主觀性、易受環境條件影響、受限制的時間和條件及精確性疑慮，尤其是透過判煙人員決定判煙結果而無法提供直接的量化數據，僅提供不透明度這一相對資訊最為人詬病。針對這個部分，我們知道 USEPA 在 2012 年接受了 ASTM D7520-09 測定室外環境大氣中煙流不透光率標準測量方法(Standard Test Method for Determining the Opacity of a Plume in the Outdoor Ambient Atmosphere)做為 Method 9 的目測判煙替代方法 EPA ALT-082，其排放物的不透明度是透過應用數位相機不透明度技術（Digital Camera Opacity Technique, DCOT）（以下簡稱 DCOT 系統）來確定的，而我國則是引進 Method 9 提出目測判煙訓練準則，定期培訓目測判煙人員以執行固定污染源目測判煙作業，並於近年發展利用光學原理及影像判煙技術，2023 年公告「排放管道中粒狀污染物不透光率檢測方法－影像判定法(NIEA A221.70B)」作為目測判煙的替代檢測方法。因為兩者皆是透過拍攝煙流影像並透過分析軟體分析不透光率，所以可以互相學習比較。

現場討論過程了解，USEPA 當時雖核准 ASTM D7520-09 做為 Method 9 替代方法，但仍有其限制性，後續 ASTM D7520-16 有將其意見納入修正，如特定的 DCOT 系統必須在不同顏色和對比度的背景下完成 6 次 50 條煙霧的測試，以通過認證，這些背景預期為代表在現場使用中可能遇到的條件，而且 DCOT 系統的驗證程序繁複，包含了設備、軟體及操作人員等，其中操作人員亦同樣須經過 Method 9 的判煙訓練，以確保

數位相機所拍攝之影像照片與執行目測判煙所視角度及要求一致。目前所知通過認證的 DCOT 系統僅為美國一家虛擬技術公司（Virtual Technology LLC）的 DOCS II 系統，該公司也是當時配合美國國防部執行 DOCS II SaaS 計畫的單位（該計畫目標是減少美國國防部每年數千萬美元用於認證 Method 9 觀察員觀察受不透明度限制監管的來源的費用），而目前該系統相關操作模式簡單說明如下：

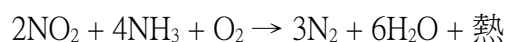
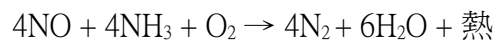
1. 由經過認證的攝影機操作員使用經認證的攝影機捕捉排放源的影像。
2. 影像上傳到該公司雲端，由認證分析師獲取並根據明確的規則和訓練識別關注區域。
3. 使用 DOCS II 軟體後對關注區域應用演算法，根據所選規則，例如 6 分鐘平均，3 分鐘平均等，計算每個影像的不透明度及平均值，
4. 由 DOCS II 系統軟體生成 Vision Emission Evaluation(VEE) 報告草稿。
5. 影像來源擁有者決定接受和/或拒絕草稿 VEE 報告。
6. DOCS II 系統生成最終 VEE 報告並保存檔案紀錄。

另外，DOCS II 系統也陸續開發用於監測野火、柴油車廢氣排放及民眾自主監測及了解污染排放情形，並同步設計手持式即時氣候感測器及相關 app 應用程式等，以使其應用最大化，惟誠如前面的操作模式所述，所有影像需傳送到雲端並經由 DOCS II 分析後才能產出報告，並非即時產生檢測結果及服務價格較為昂貴，為其發展受限的原因之一。

最後，針對這個議題，就我國目前公告的「排放管道中粒狀污染物不透光率檢測方法－影像判定法(NIEA A221.70B)」之相關技術可以精進的地方進行交流，首先，大家對於藉由智慧辨識的影像判定方式取代人工目測判煙的發展方向是合理且贊同的，但有關影像判煙系統驗證程序未納入 ASTM D7520-16 中的至少 4 位操作人執行實景判煙驗證，換言之影像判煙系統分析結果可能缺少與實際目測判煙結果的連結，另外也對未來的發展提出了包含辨識技術應用層面的擴展及持續藉由人工智慧不斷演進更新的辨識技術表達期待。

|   |  |
|---|--|
|  |  |
| <p>現場與 Daniel Mullen、研究及技術人員 Jeffrey Ambs...等人討論</p>                              | <p>DOCS II 的 APP</p>   |


(二) 運河發電廠(Canal Generating Plant)是位於麻薩諸塞州三文治市 (Sandwich, Massachusetts) 的一座石油和天然氣發電廠，裡面有三個發電機組，分別為 2 座不同時期建置的燃油蒸氣渦輪機組，並於 2019 年時建造了一座約 330 兆瓦燃燒天然氣的燃氣渦輪機組。廠內監控排放管道的污染物包含粒狀污染物、氮氧化物及硫氧化物等，其中因為為了減少氮氧化物的排放，設置了選擇性觸媒還原脫硝裝置(SCR)，其原理是以 NH<sub>3</sub> 作為還原劑，將其以一定的比例注入系統中(通常與 NO<sub>x</sub> 濃度相當)與待處理廢氣充分混和，在氧氣存在條件下，經觸媒的催化作用，將 NO<sub>x</sub> 還原成無害之 N<sub>2</sub> 及 H<sub>2</sub>O。主要的化學反應式如：



因反應過程中仍會有小部份多餘或未發生反應的氨（氨逃逸或氨過剩，NH<sub>3</sub> Slip），為了確保氨能有效產生作用，減少氮氧化物排放的同時，也避免氨氣排放及氨氣供應來源的成本浪費問題，一般來說，電廠可以使用氨氣監測儀器監控排放濃度



等，如以該廠即是以雷射二極體氣體分析儀量測排放管道中氨的濃度，有趣的是，廠方表示因為氨氣分析儀的成本較昂貴，故有的排放管道是以監控排氣於 SCR 前、後的氮氧化物濃度來推算及控制氨的添加量及過剩排放濃度，也就是基於在適當反應溫度控制下，一般來說，上述反應式氮氧化物與氨之間的化學反應幾乎是完全有效，可達 90% 以上，甚至更高，故藉由量測 SCR 前的氮氧化物濃度，再扣除原先裝置用於量測排放管道中氮氧化物的量測濃度，搭配 SCR 使用的氨供應量等資訊，即可推算氨氣是否供給不足或過剩，進而避免氨氣排放情形產生。

|  |   |
|--|---|
|  |  |
| 電廠地理位置   | 選擇性觸媒還原脫硝裝置(SCR)  |



2019年完成的燃氣機組



監測人員 Mr. Jim Lambert  
協助說明廠內監測程序



廠內監測氨氣之雷射二極體氣體分析儀



利用兩台氮氧化物分析儀監測氨氣

(三) 本次赴美行程，除了排放管道粒狀物不透光率自動辨識技術議題外，也與廠方人員針對目前包含排放管道中汞、甲醛等有害空氣污染物的檢測技術發展及趨勢，及現行溫室氣體量測技術進行探討，其中比較值得注意的是，排放管道中汞及甲醛監測是目前美國已在運行的議題，相關說明如下：

1. 汞：目前於美國固定污染源監控汞的相關法規部分包括聯邦法規 CFR 40 PART 60(Standards of Performance for New Stationary Sources)及 PART 63(National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories)，其中今年針對燃煤和燃油電力蒸汽發電機組加嚴汞排放標準，也顯示其持續關注汞排放議題。而針對排放管道中汞的監測方法，部分要求以 Hg CEMS 或吸附劑捕集監測系統進行氣相汞的監控，目前我國針對排放管道中汞的監測方法包含排放管道中重金屬檢測方法(NIEA A302.73C)、排放管道中汞檢測方法(NIEA A303.70C)及排放管道中總氣狀汞檢測方法－自動監測法(NIEA A310.70C)，前兩者為總汞檢測方法，後者為氣狀汞檢測方法，其中氣狀汞檢測方法是編譯 USEPA Method 30A (Determination of Total Vapor Phase Mercury Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure))，國環院於去年曾執行「排放管道中總氣狀汞自動監測調查技術開發計畫」參考 USEPA Method 30A 進行氣狀汞自動監測方法驗證，惟於實廠驗證過程，動態添加測試回收率不佳，故於本次探討時，針對此問題詢問廠方研究人員 Prasanna Venkatachari 博士可能原因為何，其表示就以本項技術來說，溫度控制為最重要因素，包含 Hg 轉換器之前的所有系統組件須保持在高於酸性氣體露點溫度，另外實廠測試也要考慮該廠的排氣基質會不會對測量系統的準確性產生影響，也就是有明顯的基質效應等，這些都可能是影響測試結果的重要因素。
2. 甲醛：針對固定式燃氣渦輪機，USEPA CFR 40 PART 63 Subpart YYYYY—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Stationary Combustion



Turbines 規範了排放管道中甲醛排放濃度(91ppbv)，以控管燃燒天然氣產生的副產物甲醛濃度，使用的監測方法為 USEPA Method 320 及 ASTM D6348-12，兩者檢測原理皆為抽取式傅立葉轉換紅外線光譜法(Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy, FTIR)，而我國環境部目前公告排放管道中甲醛檢測方法為排放管道中甲醛標準檢測方法－4-胺基-3-胍基-5-硫醇基-1,2,4-三唑比色法(NIEA A724.72B)及排放管道中醛、酮類標準檢測方法－2,4-二硝基苯胍衍生化／高效能液相層析法(NIEA A725.72B)，皆為現場採樣後將樣品攜回實驗室檢測，目前我國尚未針對燃氣渦輪機進行甲醛管制，倘未來有發展自動儀器監測需求，或可評估朝 FTIR 檢測排放管道中甲醛方法進行。

3. 其他：目前美國對於溫室氣體減量議題陸續發酵中，並有制定溫室氣體排放盤查報告方式(USEPA CFR 40 PART 98 Mandatory Greenhouse Gas Reporting)及電力業的溫室氣體排放標準（如 USEPA CFR 40 PART 60 Subpart TTTT Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions for Electric Generating Units），而相關檢測方法，二氧化碳為 USEPA Method 3A 或以 CEMS 方式連續監控，而像是含氟溫室氣體則是以 USEPA Method 320 的 FTIR 方式進行檢測。另外，我們也進行了實廠參訪，瞭解 Thermo Fisher 公司的各式空氣監測儀器生產組裝測試的完整流程，並就其中的相關儀器進行討論，了解相關儀器開發除了針對新興檢測項目研發自動檢測儀器外，對於現有儀器使其更精確、具便利性及附加價值性亦是其關注重點。



Thermo Fisher 富蘭克林工廠



空氣自動檢測儀器測試場



與技術人員討論甲醛議題



與 Jeffrey Ambs 討論  
PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 自動檢測儀器進展

## 參、心得及建議

(一) 本次赴美國除了針對排放管道粒狀物不透光率自動辨識等相關技術及現況進行了解，並參觀位於麻州的運河發電廠，實地觀摩排放污染物監測實務，同時與美國 thermo Fisher 工廠部門主管 Daniel Mullen、研究及技術人員 Jeffrey Amb...等人共同討論空氣中細懸浮微粒檢測技術，及應用於檢測甲醛及有害空氣污染物的 USEPA method 320 FTIR 檢測技術等，過程中藉由交流雙邊空氣污染物檢測技術、法規實務之寶貴經驗，提供未來發展相關檢測技術之參考。

(二) 國內對於排放管道粒狀物不透光率自動辨識技術係參考本部委託計畫「人工智慧影像判煙辨識技術及校驗能量建置計畫」及 ASTM D7520，其中美國參考上述 ASTM 方法並核准 ASTM D7520-09 方法為 USEPA method 9 部分程序的替代方法 ALT-082，做為證明符合美國聯邦不透明度法規 40 CFR Part 60、61 和 63 相關規定。實務上美國現行判煙方式仍以 USEPA method 9，也就是目測判煙為主，而藉由照片影像判定不透光率的方式仍在持續發展中，並期待不斷演進更新的辨識技術能使相關檢測技術更佳準確且廣泛應用。

(三) 通過從美國現行及未來法規發展趨勢的角度與國際知名儀器公司討論其開發檢測儀器方向，並經由瞭解設計理念、研究流程及發展限制等資訊，有助於即時掌握未來空氣污染物檢測技術之開發與規劃，並可延伸應用於實際空氣檢測調查。

(四) 目前空氣檢測技術已明顯朝向自動監測型式發展，尤其是用於排放管道中污染物自動監測，透過現地調校確保系統準確度及穩定度後，便可即時且有效連續量測污染物濃度以掌控污染源排放現況，並同時免除採樣後攜回實驗室等後續樣品分析作業，降低人力及檢測藥劑使用。

## 肆、附錄



UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY  
RESEARCH TRIANGLE PARK, NC 27711

MAY 15 2012

OFFICE OF  
AIR QUALITY PLANNING  
AND STANDARDS

Colonel Patrick C. Higby, Commander  
7285 4<sup>th</sup> St., Bldg. 180, Suite 115  
Hill Air Force Base, UT 84056-5206

Dear Colonel Higby:

In your July 22, 2010, letter and through follow-up clarification with Steve Rasmussen of Hill Air Force Base, you requested approval to use the Standard Test Method for Determining the Opacity of a Plume in the Outdoor Ambient Atmosphere, ASTM D7520-09, in lieu of EPA Method 9 to meet opacity measurement requirements for Federal New Source Performance Standards (40 CFR Part 60) and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants (40 CFR Part 63) regulations at your facility.

We approve your request for the use of ASTM D7520-09 in lieu of EPA Method 9 for demonstrating compliance with Federal opacity regulations under any subpart to 40 CFR Part 60, 61, and 63 regulating ducted emission sources that fall within the ASTM D7520-09 method's scope as set out in Section 1 at Hill Air Force Base with the following limitations:

1. During the digital camera opacity technique (DCOT) certification procedure outlined in Section 9.2 of ASTM D7520-09, you or the DCOT vendor must present the plumes in front of various backgrounds of color and contrast representing conditions anticipated during field use such as blue sky, trees, and mixed backgrounds (clouds and/or a sparse tree stand).
2. You must also have standard operating procedures in place including daily or other frequency quality checks to ensure the equipment is within manufacturing specifications as outlined in Section 8.1 of ASTM D7520-09.
3. You must follow the record keeping procedures outlined in section 63.10(b)(1) for the DCOT certification, compliance report, data sheets, and all raw unaltered JPEGs used for opacity and certification determination.
4. You or the DCOT vendor must have a minimum of four (4) independent technology users apply the software to determine the visible opacity of the 300 certification plumes. For each set of 25 plumes, the user may not exceed 15% opacity of any one reading and the average error must not exceed 7.5% opacity.

Internet Address (URL) • <http://www.epa.gov>

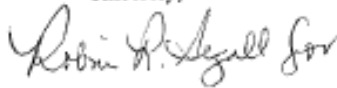
Recycled/Recyclable • Printed with Vegetable Oil Based Inks on Recycled Paper (Minimum 25% Postconsumer)

5. This approval does not provide or imply a certification or validation of any vendor's hardware or software. The onus to maintain and verify the certification and/or training of the DCOT camera, software and operator in accordance with ASTM D7520-09 and this letter is on the facility, DCOT operator, and DCOT vendor.
6. This approval does not alter any duration or averaging requirements of any specific regulation.

Since this alternative method is applicable to other facilities, we will be posting this letter on our website at <http://www.epa.gov/tn/emc/approalt/> for use by other interested parties.

If you have questions or would like to further discuss the matter, please call Jason DeWees at (919) 541-9724, or you may email him at [deweese.jason@epa.gov](mailto:deweese.jason@epa.gov).

Sincerely,



Connisue Oldham, Ph.D, Group Leader  
Measurement Technology Group


cc: James B. Martin, Region 8  
Utah, UDAQ  
Steve Rasmussen, Hill AFB  
EPA Regional Air Division Directors



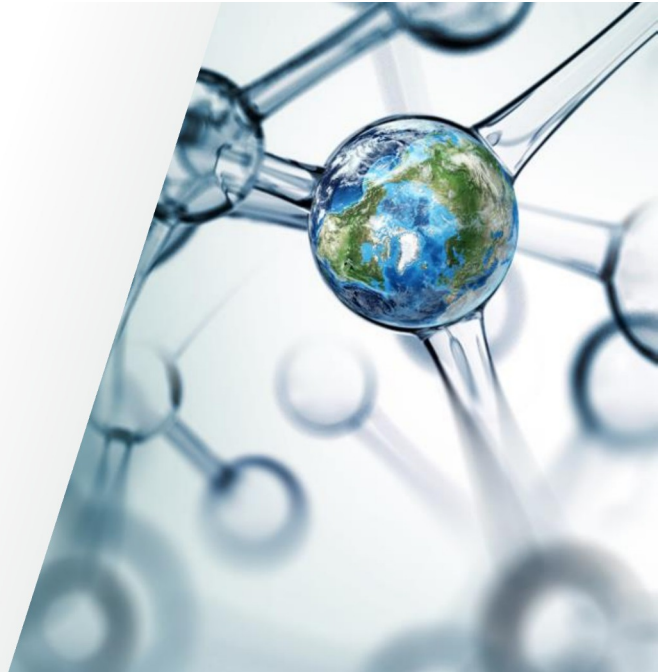
## Thermo Scientific Gas Analyzer

Sep 23, 2024

Yuanjun Chloe Lu

 The world leader in serving science

1



## Agenda

- Thermo Scientific Gas Analyzers
- EPA Recent Activities
- Questions and Discussions

2

# Thermo Scientific Gas Analyzer

3



## Thermo Scientific Gas Analyzer Overview

Chemiluminescence NO/NO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub> analyzer was invented by Thermo Electron in 1970s

Today, we are the leading manufacture in supplying a wide range of environmental gas analysis equipment including NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, etc.

We are in every country that currently has an environmental monitoring program

High-capacity manufacturing facilities in US, China and India.

*EPA Designated Reference for NO<sub>x</sub>:*

*Thermo Electron/Thermo Environmental Instruments Model 14 D/E  
Automated Reference Method: RFNA-0279-037*

*"Thermo Electron or Thermo Environmental Instruments, Inc. Model 14 D/E Chemiluminescent NO/NO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub> Analyzer," operated on the 0-0.5 ppm range, with or without any of the following options: 14-001 Teflon Particulate Filter; 14-002 Voltage Divider Card.*

*Federal Register: Vol. 44, page 10429, 02/20/1979*



c series, mid 1990s



i series, 2005



iQ series, 2017

4

## Measurement Technology

- 42 NOx analyzer, 17 ammonia analyzer – Chemiluminescence
- 43 SO2 analyzer, 450 H2S analyzer – Pulsed UV fluorescence
- 48 CO analyzer – IR Gas Filter Correlation
- 49 O3 analyzer, 49PS O3 standard - UV Photometric
- 410 CO2 analyzer – IR Filter Correlation
- 51 total hydrocarbon analyzer - Flame Ionization Detection
- 55 Direct Methane – Non Methane analyzer – Gas Chromatography

5

## Platforms and Analyzers



| Substance of interest                    | i series                | iQ Series                    |
|--|-------------------------|------------------------------|
| NOx, NO, NO2                             | 42i, 42iHL, 42iTL, 42iY | 42iQ, 42iQLS, 42iQHL, 42iQTL |
| N2O                                      | 46i                     | NA                           |
| NH3                                      | 17i                     | NA                           |
| SO2                                      | 43i, 43iTLE, 43iHL      | 43iQ, 43iQTL, 43iQHL         |
| CO                                       | 48i, 48iTLE             | 48iQ, 48iQTL                 |
| O3                                       | 49i, 49iPS              | 49iQ, 49iQPS                 |
| CO2                                      | 410i                    | 410iQ, 410iQHL               |
| H2S                                      | 450i                    | 450iQ                        |
| Calibrator                               | 146i, 111, 1160         | 146iQ, 111iQ                 |
| Total Hydrocarbon                        | 51iHT, 51iLT            | NA                           |
| Direct Methane & Non-Methane Hydrocarbon | 55i                     | NA                           |
| Multi-gas (NOx, CO, CO2, SO2, O2)        | 60i                     | NA                           |
| Mercury                                  | 80i, 81i, 82i, 83i, 85i | NA                           |

Models in red are only available on one platform

### Features & Benefits

**i Series analyzers:** Solid performance and longevity, widely considered the gold standard instruments globally. Mechanical button and easy to follow menu structure. Limited diagnostic information available.

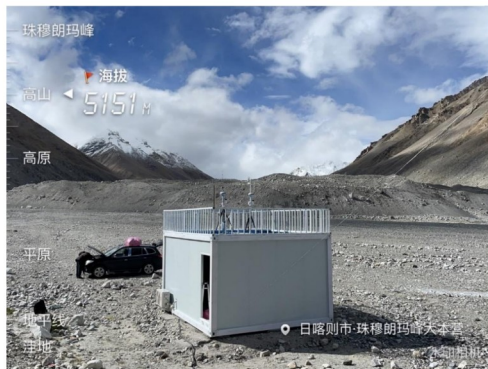
**iQ Series analyzers:** Modernized touch screen display. Convenient USB ports for upgrade firmware and download data. Comprehensive diagnostic information available on each major component.

6

# Applications



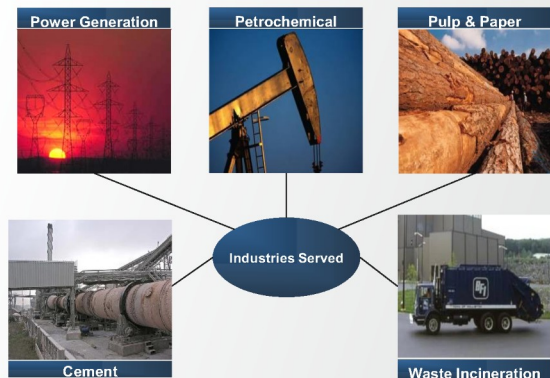
- Ambient – AQMS, Fenceline Monitoring



Thermo Fisher AQMS in Himalayas

7

- Source Emission



# Applications



## Ambient

Measured pollutants: NOx, SO2, CO, O3, PM2.5, PM10 (Optional H2S, NH3, CH4, VOC)



8

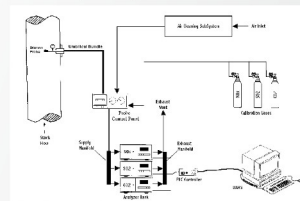
## Source Emission

Measured pollutants: NOx, SO2, CO, CO2, PM2.5, PM10, H2S, NH3, CH4, VOC, Hg, THC (Total hydrocarbon)

### Example – Coal burning power plant



### Example – Typical dilution CEMS flow



# EPA Recent Activities 2023- 2024

9

## O<sub>3</sub> Cross Section Value Update

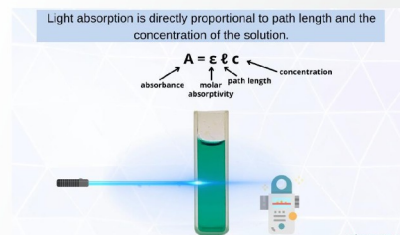
49i and iQ uses UV pulsed fluorescence technology

@ 254 nm

$$\text{Transmittance} = \frac{I}{I_0} = e^{-\alpha c l}$$

From  $308 \pm 4 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1}$  to  $304.39 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1} \pm 0.94 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1}$

\*May increase measured ozone concentrations by up to 1.2%. Virtually no effect on analyzer reading



| Timeline of Implementation | Cross Section Value Used   |
|----------------------------|--|
| Now – Jan 1, 2025          | $308 \pm 4 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1}$   |
| Jan 1, 2025 – Dec 31, 2025 | $304.39 \pm 0.94 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1}$ or $308 \pm 4 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1}$ |
| Jan 1, 2026 onwards        | $304.39 \pm 0.94 \text{ atm}^{-1} \text{ cm}^{-1}$   |

EPA quote "As long as analyzers are calibratable to a standard reference photometer (SRP), no need to build cross reference value in the firmware"

# Regulation and Standards being Updated



- EPA 40 Code of Federal Regulations (CFR) part 50, Appendix D
- International Organizations for Standardization (ISO) 13964:1998 and ISO 10313:1993
- European Committee for Standardization (CEN) 14625:2012
- ASTM International D5110 – 98 (2017) and D5156 – 02 (2016)
- Japanese Industrial Standard Committee (JIS) B7957: 2006
- Australian Standard, AS 3580.6.1
- China National Environmental Monitoring Center SAC HJ 590:2010

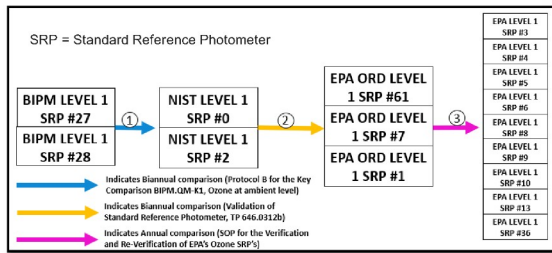
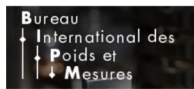
Same timeline with the EPA value update release

# O3 SRP Calibration Traceability



Gaseous O3 standards cannot be stored for any practical length of time due to the reactivity and instability of the gas, therefore, traceable O3 concentrations must be generated and "verified" locally.

The BIPM.QM-K1 is the International "gold standard" for O3 reference standards





# Ozone Transfer Standard Updates



[Transfer Standards for Calibration of Air Monitoring Analyzers for Ozone-Technical Assistance Document \(epa.gov\)](https://www.epa.gov/transfer-standards-for-calibration-of-air-monitoring-analyzers-for-ozone-technical-assistance-document)



Ozone Transfer Standards IAD

| 2013 Version (EPA-454/B-13-004)   | 2023 Version (EPA-454/B-22-003)  |
|---|--|
| Transfer standard nomenclature was ambiguous to application and distance from Level 1 (i.e., all Level 2 were labelled "bench standards") | Transfer standard nomenclature is clarified and based on application ( <b>bench standard or field standard</b> ) and distance from Level 1                 |
| Reverification frequency was based on distance from SRP   | Reverification frequency is based on application (bench versus field)  |
| Levels had differing acceptance criteria  | Levels 2 and 3 have the same acceptance criteria   |
| Relative Standard Deviation was used as a measure of transfer standard verification and reverification cycles stability                   | 1 Standard Deviation is used for verification cycles stability. Change from previous regression slope and intercept are used for reverification stability. |
| Six Cycles were required for verifications and cycles had to be on different days   | <b>Three stable cycles</b> are required for verification and can be conducted on same day  |
| Allowed generator-only devices to be used as O3 transfer standards  | <b>Does not</b> allow generator-only devices to be used as O3 transfer standards   |
| Level 4 transfer standards were allowed   | <b>Level 4</b> transfer standards are <b>strongly discouraged</b> and are allowed only if additional requirements are met                                  |
| Did not include best practices  | Includes hands-on operational best practices for working with O3 transfer standards  |

# Green House Gas – CO2



## New Gas-fired Combustion Turbines:

- Base load turbines (>40% capacity factor)
- 90% capture of CO<sub>2</sub> with a compliance deadline of Jan. 1, 2032

## Existing Coal-fired Steam:

- "Long-term" units (plan to operate on or after Jan. 1, 2039): standard based on 90% capture of CO<sub>2</sub> with a compliance deadline of Jan. 1, 2032
- "Medium-term" units (plan to operate on or after Jan. 1, 2032, with a commitment to cease operation before Jan. 1, 2039): standard based on 40% co-firing with natural gas with a compliance deadline of Jan. 1, 2030
- Units that commit to cease operation by Jan. 1, 2032 are not subject to the rule



850 Million funding opportunity to reduce methane emission from oil and gas sector

### Methane Emissions Reduction from Existing Wells and Infrastructure

- Reducing Methane Emissions from Marginal Conventional Wells, small Operators' Wells and Other Oil and Natural Gas Assets

### Accelerating Deployment of Methane Emissions Reduction Solutions

- Field Deployment of Engine and Compressor Methane Reduction Technologies, Gas Flaring Reduction Technologies, and Emissions Reduction Technologies at Oil and Gas Production Facilities

### Accelerating Deployment of Methane Emissions Monitoring Solutions

- Improving Access to Monitoring Data for Impacted Communities



15

# Mercury and Air Toxics Standards – Coal-Fired Power Plant

### • Particulate Matter (PM) standard

- Strengthens by 67 percent compared to 2012 MATS standard of 0.030 lb/MMBtu, new standard 0.01lb/MMBtu

- Require all sources to use PM Continuous Emissions Monitoring Systems (PM CEMS) to demonstrate compliance

### • Mercury (Hg) standard for lignite-fired EGUs

- Strengthens by 70 percent compared to 2012 MATS standard of 4.0 lb/Tbtu, new standard 1.2 lb/Tbtu



Emissions reductions in the year 2028:

**1,000 pounds** of mercury  
**770 tons** of fine particulate matter (PM<sub>2.5</sub>)  
**280 tons** of nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>)  
**65,000 tons** of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>)  
At least **7 tons** of non-mercury HAP metals

16



## Other Topics of Interest

- PFAS
- Ethylene Oxide monitoring rule for medical sterilization facility

17

## Questions and Discussions



18

## Discussion

- New trend and rules in Taiwan
- Current research focus of National Environmental Research Academy
- CEMS regulations overview in Taiwan
- Any unique regulation in Taiwan air quality regulation