

出國報告（出國類別：開會）

台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技
術資訊交流研習會

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：吳政宏主管(盤查管理)

派赴國家：日本

出國期間：102年9月30日至10月5日

報告日期：102年12月4日

出國報告審核表

出國報告名稱：台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術資訊交流研習會		
出國人姓名	職稱	服務單位
吳政宏	主管盤查管理	台電公司環境保護處
出國類別	<input type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input type="checkbox"/> 實習 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <u>開會</u> (例如國際會議、國際比賽、業務接洽等)	
出國期間：102年9月30日至102年10月5日		報告繳交日期：102年12月4日
出國計畫主辦機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input type="checkbox"/> 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input type="checkbox"/> 3.無抄襲相關出國報告 <input type="checkbox"/> 4.內容充實完備. <input type="checkbox"/> 5.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 6.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 7.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 8.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 <input type="checkbox"/> 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 9.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會(說明會)，與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 其他 _____ <input type="checkbox"/> 10.其他處理意見及方式：	

說明：

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

報 告 人		審 核 人	單 位 主 管	主 管 處 主 管	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：台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術資訊交流研習會

頁數 37 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：

台灣電力公司人力資源處/陳德隆/02-23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

吳政宏/台灣電力公司/環境保護處/主管/02-23668639

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：102 年 09 月 30 日至 10 月 5 日 出國地區：日本

報告日期：102 年 12 月 4 日

分類號/目

關鍵詞：二氧化碳捕獲與封存技術(Carbon Dioxide Capture and Storage)

內容摘要：(二百至三百字)

二氧化碳捕獲與封存技術(Carbon Dioxide Capture and Storage，簡稱 CCS)主要是利用捕獲技術將 CO₂ 分離出來，經過壓縮、輸送至特定地點進行封存，是國際間公認技術可行的減量技術。我國為發展該技術，由工業技術研究院為代表與日本石炭能源研究中心簽訂合作備忘錄，進行淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術之資訊交流，本次赴日出席研習會，並安排赴該國各碳捕獲、利用與封存試驗場址，了解 CCS 技術之發展經驗與實務，藉由理論與實務結合的會議研商成果，作為未來共同推動 CCS 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

壹、	出國目的	-----1
貳、	出國行程	-----3
參、	工作紀要	-----4
	一、日本的能源與煤炭政策	-----4
	二、火力電廠二氧化碳捕獲技術介紹	-----13
	三、日本二氧化碳捕獲技術發展現況	-----17
肆、	心得與建議	-----36

壹、出國目的

依據國際能源總署(International Energy Agency, IEA) 2012年「能源科技展望」(The Energy Technology Perspective)的分析，如果全球增溫要控制在 2°C 以內，則全球溫室氣體排放量在 2050 年必須要由基本情境(Business As Usual ,BAU) 的 580 億噸減少至 160 億噸以下，大約只有 1990 年排放量的一半左右，也就是說，2050 年全球溫室氣體排放量必須減少 420 億噸，方能確保地球增溫不會超過攝氏 2°C。

要達到如此巨額的減量需求，IEA 指出，碳捕獲與封存(Carbon Dioxides Capture and Storage, CCS)必須扮演非常重要的角色，因為 CCS 技術不會影響電力系統的穩定性，而且相較於離岸風力等減量技術而言，CCS 的成本具有競爭力，因此全球各主要國家皆已十分關注該技術的發展，預估在 2050 年 CCS 的溫室氣體減量貢獻可以達到 17%左右，如圖 1 所示。

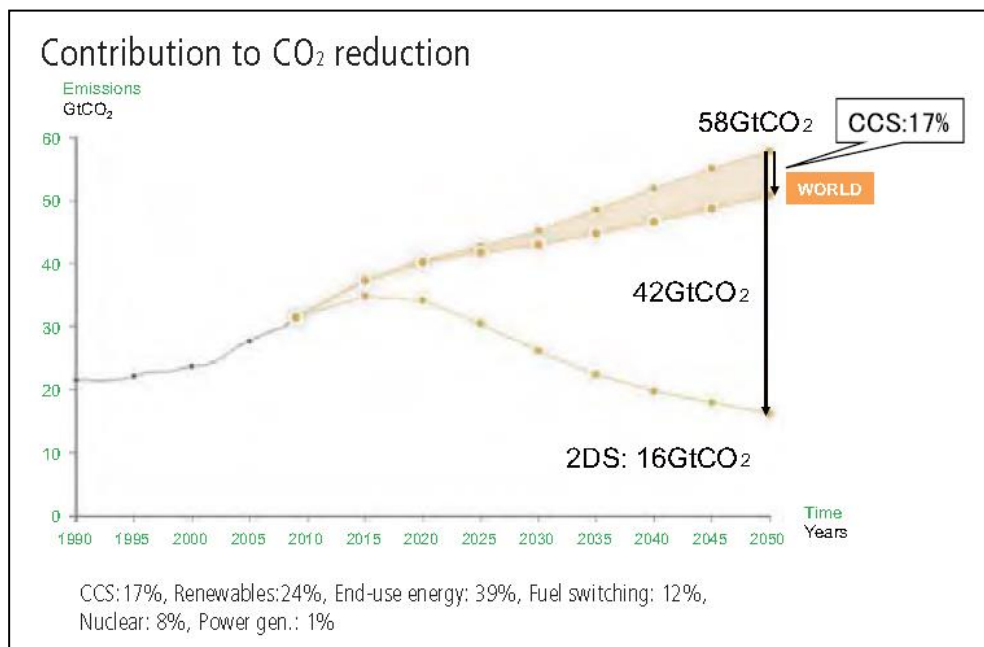


圖 1 2050 年全球溫室氣體排放情境示意圖

依據全球碳捕獲與封存協會(Global CCS Institute ,GCCSI)的推估，燃煤 CCS 的減碳成本約為 23-92 美元、燃氣 CCS 的減碳成本約在 67-106 美元，相較於太陽光電及離岸風力，CCS 的減碳成本顯然較具成本效益(如圖 2)，其中碳捕獲的成本約佔整體 CCS 成本的 5-6 成左右。IEA 指出，未來的四十年，預期電力業者將持續投資 2 兆美元的費用在 CCS 的技術上，如果選擇不採用 CCS 作為減碳工具者，IEA 認為該業者的減碳成本勢必會增加。

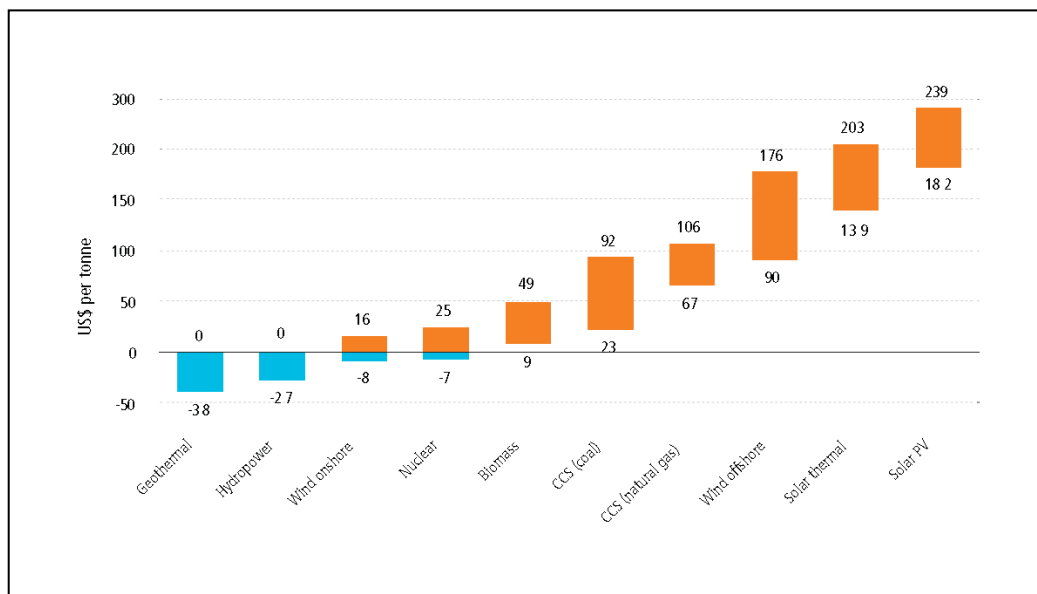


圖 2 各類溫室氣體減排工具成本比較圖

台電公司(以下簡稱本公司)每年的發購電量約為 211,708 百萬度，其中約有 56%的發電量來自於本公司所屬火力發電廠；本公司溫室氣體排放量約有 85 百萬噸/年左右，約佔全國排放量 1/3 左右；為減少溫室氣體排放，本公司除了透過機組汰舊換新且新設機組採用高效率之超超臨界燃煤機組及燃氣複循環之外、另亦透過擴大天然氣發電、提升再生能源佔比以及持續關注碳捕獲與封存 (Carbon Capture and Storage, CCS)技術發展等，作為電源供應端的減碳策略。

日本與我國的能源結構及地理環境相似，是我國在發電技術

上觀摩學習的主要對象之一。工業技術研究院於 2008 年與日本石炭能源研究中心(Japan Coal Energy Center，簡稱 JCOAL)簽訂合作備忘錄，希望藉由共同研發，推動我國的淨煤、碳捕獲與封存技術的發展；今(2013)年工研院函邀清華大學、中鋼公司及本公司等單位組團赴日進行技術交流，相關行程說明如后。

貳、出國行程

本次出國行程旨在出席「台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術資訊交流研習會」，會議地點在日本東京的 JCoal 總部會議室舉行，另安排拜訪位於廣島市之三菱重工觀音工廠、兵庫縣相生市之石川島播磨重工相生工廠、京都市之地球環境產業技術研究機構，參觀碳捕獲模廠(Pilot Plant)並瞭解碳捕獲與封存技術研究發展情況，所有行程如表 1。

表 1 出國行程表

時 間	地 點	工作概要
102.09.30	台北→東京	往 程
102.10.01	東京	台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術研習會議
102.10.02	廣島	觀摩 MHI 公司觀音工廠碳捕獲模廠與技術發展
102.10.03	兵庫縣相生市	移動(廣島-兵庫-京都)，觀摩 IHI 公司碳捕獲模廠與技術發展
102.10.04	京都	赴 RITE 了解減碳策略與碳捕獲與封存技術發展
102.10.05	京都→大阪→台北	返 程

參、工作紀要

10 月 1 日前往位於東京都新橋區的日本石炭能源研究中心 (Japan Coal Energy Center，簡稱 JCOAL) 總部，出席「台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術研習會議」，由台日雙方分別報告煤碳與能源政策、淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術發展現況。

我方由工業技術研究院綠能與環境研究所何無忌副所長領隊，其餘人員包括工研院綠能所歐陽湘技術總監、沈政憲經理、中鋼公司沈瑞富博士、清華大學汪上曉教授、台電公司吳政宏課長、楊喬然工程師等共 7 人，另經濟部台北駐日經濟文化代表處簡副參事亦出席該研習會議。

日方出席的單位包括經濟產業省 (Ministry of Economy, Trade and Industry，簡稱 METI)、JCOAL、三菱重工 (Mitsubishi Heavy Industries，簡稱 MHI)、石川島播磨重工 (Ishikawajima-Harima Heavy Industries，簡稱 IHI)、地球環境產業技術研究機構 (Research Institute of Innovative Technology for the Earth，RITE) 及東芝 (TOSHIBA) 等單位共 20 人與會。以下將就本次研習會的重點內容及 10 月 2-4 日現地參訪 MHI、IHI 及 RITE 的心得，綜合分述如下。

一、日本的能源與煤炭政策

2011 年 3 月 11 日福島核災發生前，日本電力供應約有 30% 來自核能、25% 來自燃煤、29% 來自燃氣、7% 來自燃油，福島核災發生後，日本核能機組陸續停機檢修，停止核能發電所產生的缺口大部分由燃氣發電填補，2012 年核能佔比已大幅降到 1.7%，燃氣則增加至 43%、燃油增加至 18%，整體火力發電佔比由地震前的 60% 增加至 88%，請參圖 2，因此亦使得的電價調漲約 10%、溫室氣體排放量增加約 1 億噸，電力排放係數則由 2010 年的

0.413 公斤/kWh 增加到 2012 年的 0.571 公斤/kWh，相關之比較與統計，請參表 2、表 3。

表 2 福島事件前後，電源結構比較

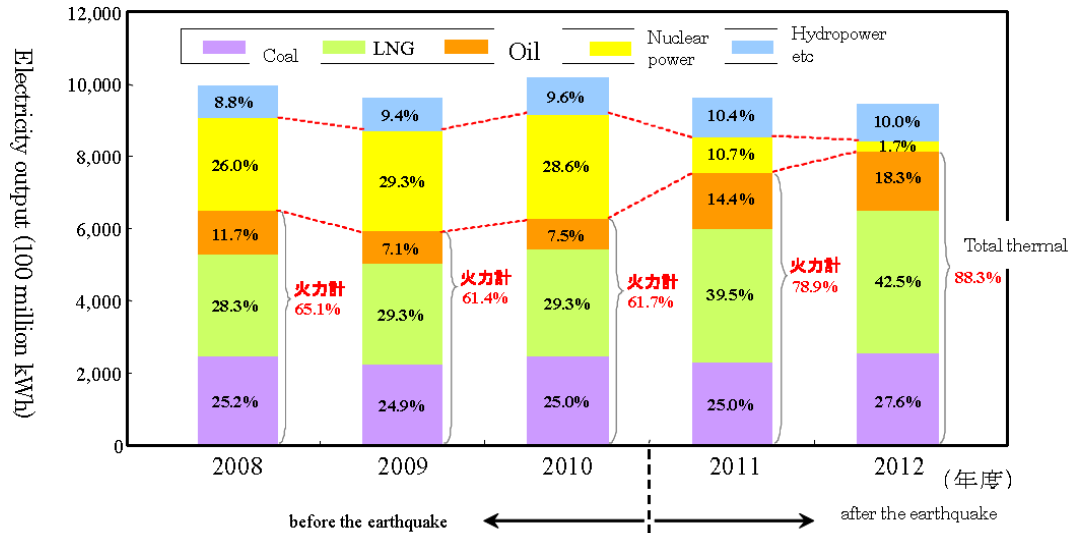


表 3 日本溫室氣體排放情形統計表

Item \ Year	1990	2008	2009	2010	2011	2012	Five-year average (2008-2012)
Electric power consumption (billion kWh)	659	889	859	906	860	852	—
CO ₂ emissions ^{*1} (million t-CO ₂)	275	332 [395] ^{*2}	301 [353] ^{*2}	317 [374] ^{*2}	409 [439] ^{*2}	415 [486] ^{*2}	—
CO ₂ emissions intensity of user-end electricity ^{*1} (kg-CO ₂ /kWh)	0.417	0.373 [0.444] ^{*2}	0.351 [0.412] ^{*2}	0.350 [0.413] ^{*2}	0.476 [0.510] ^{*2}	0.487 [0.571] ^{*2}	0.406 [0.469] ^{*2}

*1 CO₂ emissions and the CO₂ emissions intensity of user-end electricity reflect the Kyoto mechanism credits (“credits”) in accordance with the method stipulated in the “Act on Promotion of Global Warming Countermeasures”. The figures for 2012 and the five-year average may improve slightly when the additional credits currently outstanding due to the delay in reviewing by the UN have been incorporated.

*2 Figures in brackets [] are the CO₂ emissions and user-end CO₂ emission intensity not reflecting carbon credits.

福島核災事件發生後，日本「能源與環境委員會」(Energy and Environment Council)曾經於 2012 年 9 月 14 日提出「新能源與環保政策」(Innovative Strategy for Energy and Environment)構想，提出日本政府未來應該挹注所有政策資源來達成 2030 年全國零核能的目標，但該政策最後並未通過內閣會議審議，因此

2030 年是否會達成零核能，日本政府留下模糊的政策討論空間。顯然福島核災事件的發生，已使得日本政府在構思兼顧經濟成長、能源安全與環境保護的能源政策規劃上，陷入長考。為了穩定能源供應及降低能源價格，日本政府於今(2013)年三月已重新開始討論新能源政策，預期在今年年底應可建立新的基本能源政策。

以全球觀點而言，IEA 2012 年世界能源展望預估，全世界燃煤發電佔比將從 2010 的 41% 下降至 2035 年的 33%，但從發電量而言，2035 年燃煤發電量是 2010 年的 1.4 倍，也就是說燃煤發電未來仍將持續成長，特別是在經濟快速成長的中國、印度等新興國家，請參圖 3。

依據 METI 的統計分析，日本過去的能源需求，99% 的煤炭來自進口，2012 年的煤炭進口量約 185 百萬噸(2011 年約 175 百萬噸)，其中來自澳洲佔 62% 和來自印尼佔 20%。日本是全世界第 2 大煤炭進口國，煤炭進口量僅次於中國大陸。全球煤碳年貿易量約 11 億噸(基本上煤炭以當地生產及消費為原則，因此煤碳貿易量約為煤炭產量的 15%) 其中有 17% 是進口到日本，相關統計如圖 4。

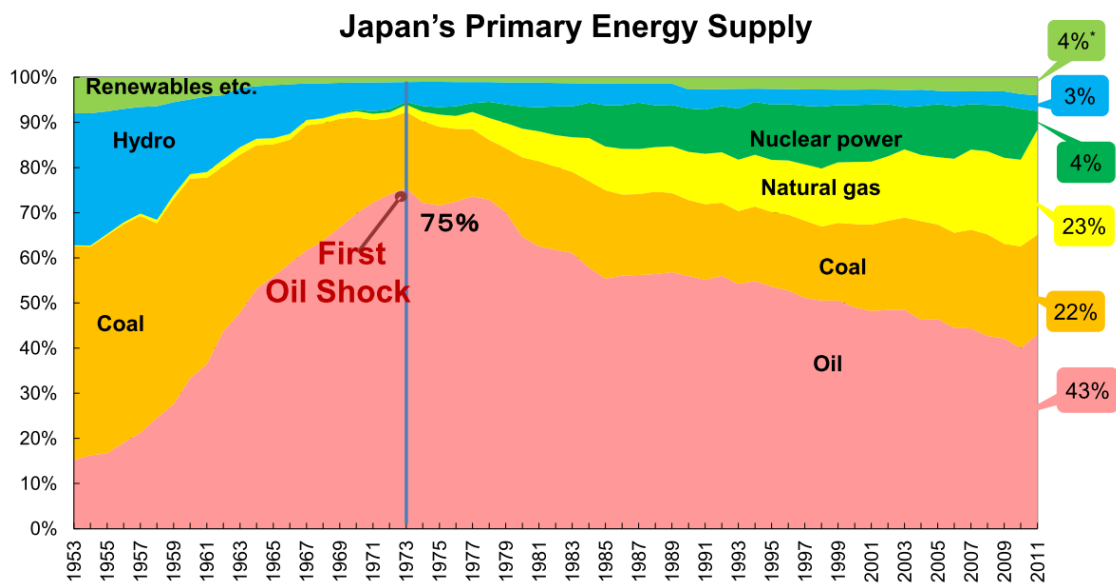


圖 1 日本初級能源供應統計圖

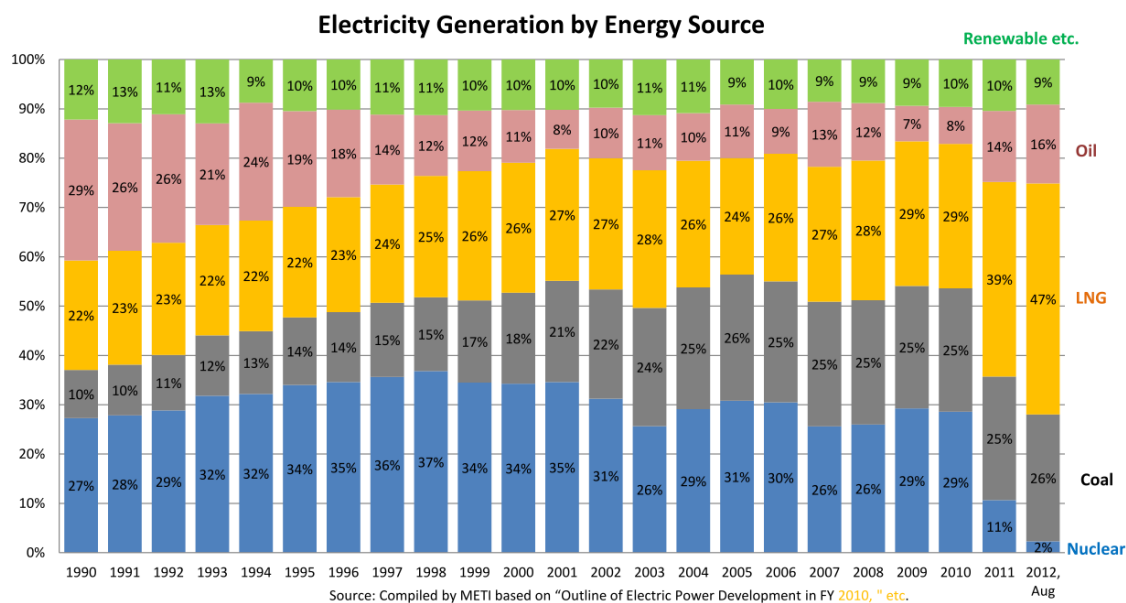


圖 2 日本電源結構佔比統計圖

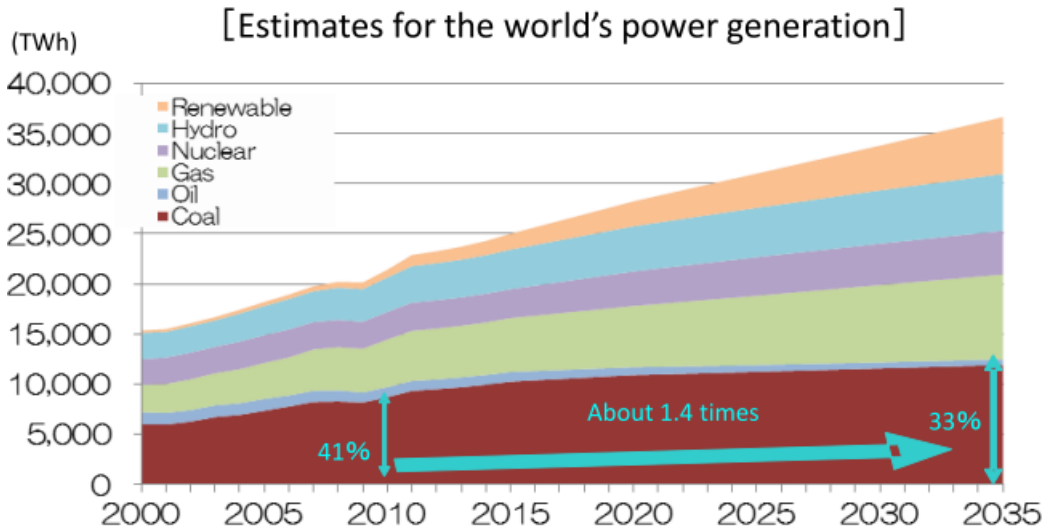


圖 3 全球電源結構佔比

從能源價格觀點來看，近年來雖然燃料價格波動劇烈，但煤炭價格變動與原油和液化天然氣相比較相對穩定，如圖 5，以 2013 年 4 月的數據來看，原油價格(7.36yen/1000kcal)約為液化天然氣價格(6.32yen/1000kcal)的 1.2 倍，液化天然氣價格又是煤炭價格(1.81yen/1000kcal)的 3.5 倍，雖然燃煤發電所衍生的環保問題較為嚴重，但日本政府認為燃煤發電仍然是維持低廉電價及穩定供電的不可或缺選項。

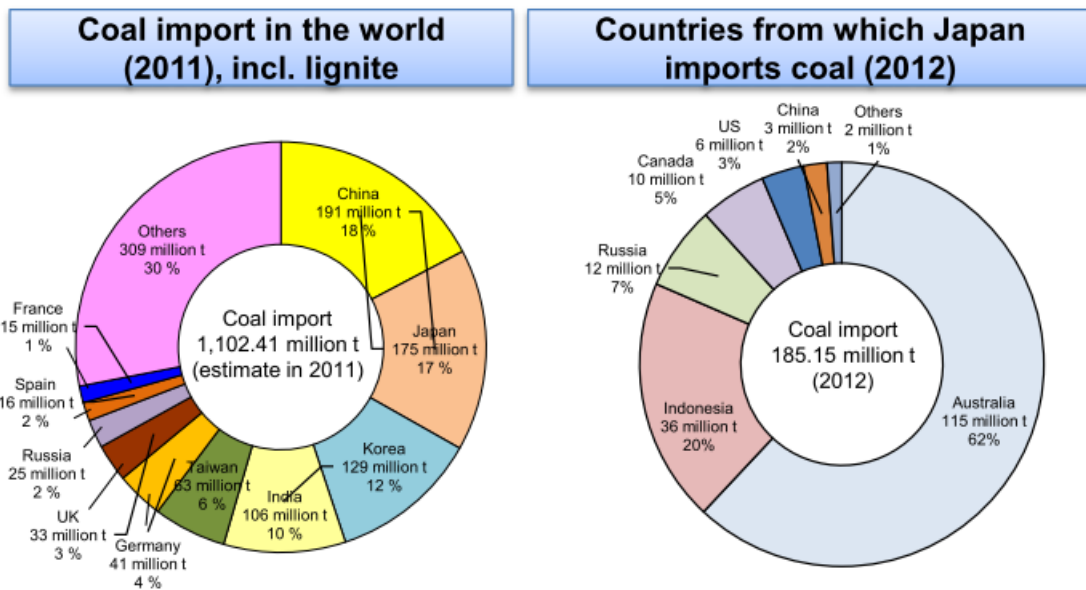


圖 4 各主要國家煤炭進口量及日本煤炭進口來源國統計

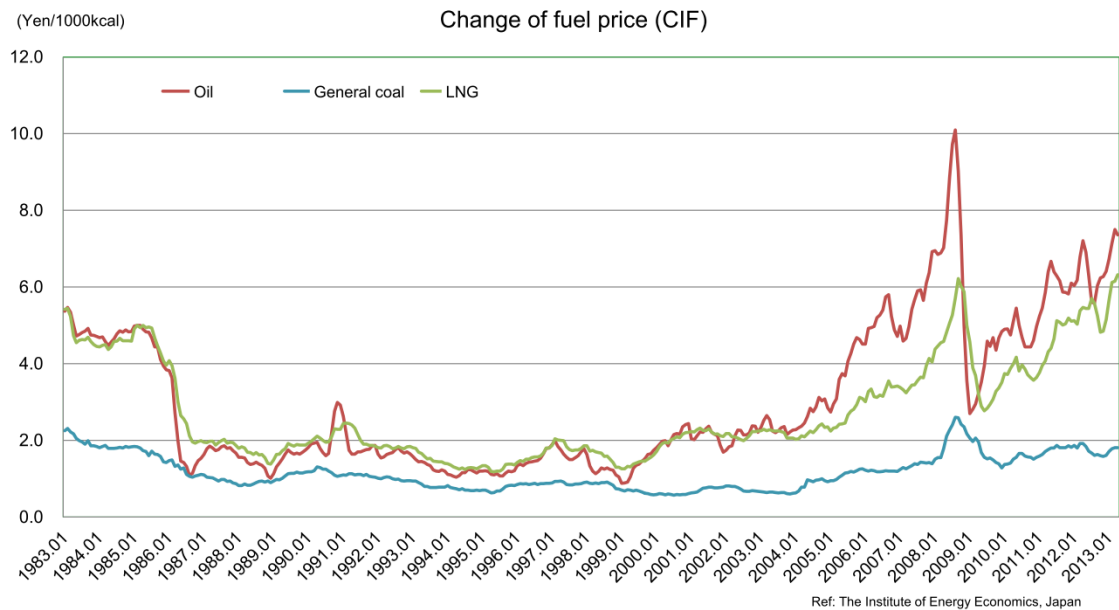


圖 5 燃料價格統計圖

正因為燃煤發電在整個能源政策中持續扮演非常重要的角色，淨煤技術的發展與燃煤汽力發電機組效率的提升是各日本各大鍋爐廠家積極研究發展的關鍵技術，其中包括 Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)、Integrated Gasification Fuel Cell (IGFC)和 Advanced Ultra Super Critical Pressure Coal-Fired Thermal Power (A-USC)等，相關技術的未來發展策略路徑如圖 6 所示。目前本公司建造中之林口及大林電廠更新改建計畫，所採購之鍋爐正是 600°C 級的 Ultra Super Critical Pressure Coal-Fired Thermal Power Unit(USC)，分別是由日本 MHI 公司及 IHI 公司所提供。

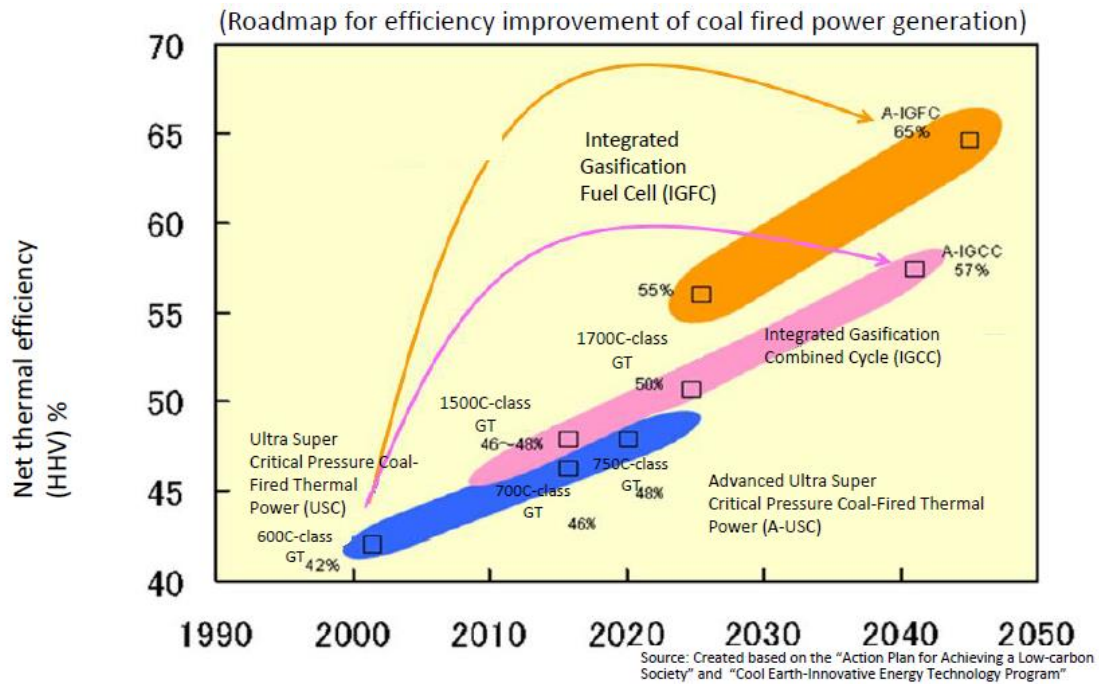
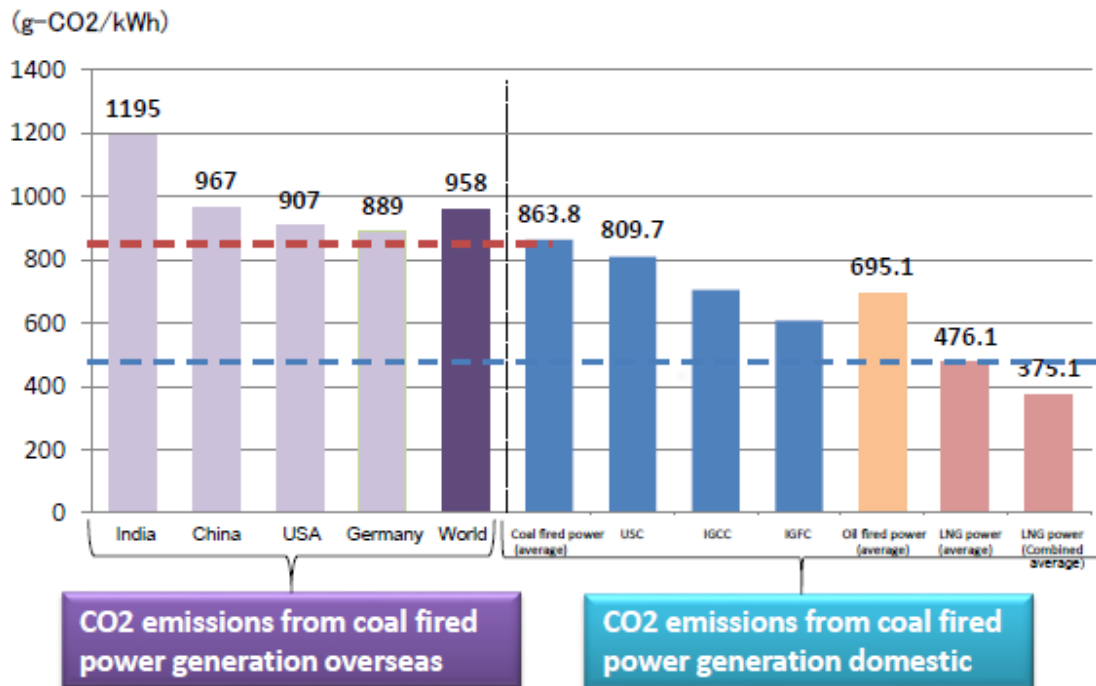


圖 6 燃煤發電效率提升路徑圖

除此之外，由於燃燒相同熱量的煤炭、石油、天然氣所排放出的 CO_2 比值約為 5:4:3，而燃煤機組每度發電量所產生的 CO_2 大約是燃氣機組相同發電量的 2 倍，因此為了兼顧能源安全、經濟發展與環境保護，藉由淨煤技術與 CO_2 分離捕獲與封存技術，以減少燃煤發電對地球暖化所造成的氣候變遷效應，是世界各主要國家積極關注的焦點，而日本各大設備廠家(如 MHI、IHI、TOSHIBA 等)現階段皆已積極投入資源進行研發工作，希望能在全球的淨煤技術、碳捕獲與封存技術的市場，搶得全球先機。

METI 認為，日本的燃煤發電技術在全球市場者中已位居領先地位，因此日本燃煤發電之溫室氣體年平均排放強度遠低於其他各主要國家，如圖 7，換言之，日本燃煤機組年平均效率遠高於其他主要國家，只要日本廠家積極將新機組以及既有電廠之運轉維護技術輸出到世界各國，對於降低全球的排碳量、達成低碳的社會具有正面意義，如圖 8。

CO2 emissions per kWh from in generating fuel



Source: Based on the development targets of various research businesses by the Central Research Institute of Electric Power Industry (2009), CO2 Emissions from Fuel Combustion 2012

圖 7 各國燃煤電力排放係數及日本各類型發電電力排放係數比較圖

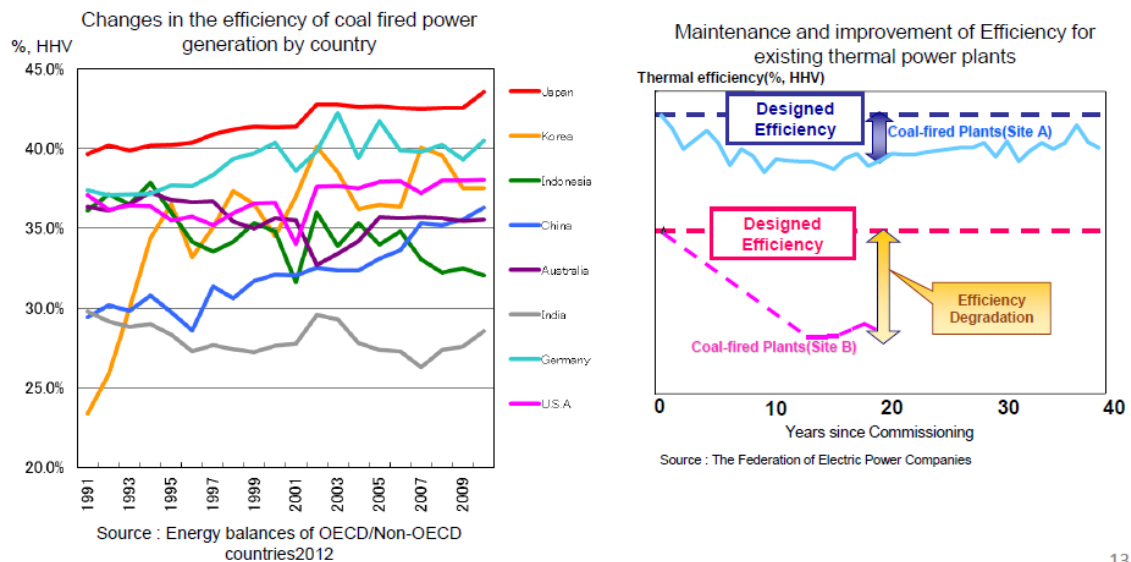


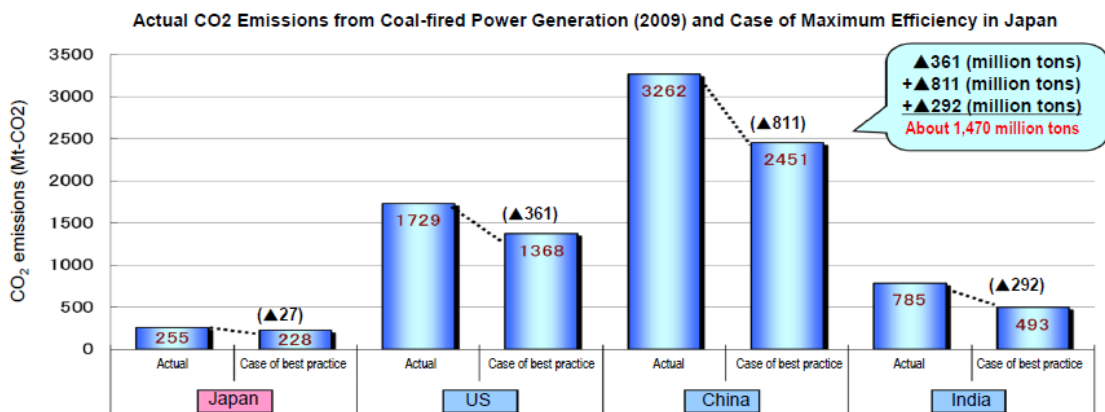
圖 8 各國燃煤發電效率比較及燃煤機組營運期間效率變化示意圖

METI 認為，日本的發電技術具有以下優點：

1. 世界上最高的發電效率。
2. 長期運轉的可靠度。

- 3.如期完成建造和商轉。
- 4.在運轉和維護上有大量經驗所累積的知識和技能。
- 5.提供豐富的教育訓練課程。
- 6.完善的操作手冊。
- 7.必要時可提供財務協助。

因此，依據 METI 的推估，如果能把日本所擁有最高效率的燃煤電廠技術應用在美國、中國和印度等國家，預估可協助減少約 1,500 百萬噸 CO₂ 排放，如圖 9。如前述，依 IEA 的預估，全球燃煤發電的需求仍將持續成長，因此日本將持續拓展高效率的燃煤發電技術到在世界各主要國家，並藉由技術移轉和為合作夥伴量身訂製運轉維護作業規劃，維持技術上的競爭力。



Source: "IEA World Energy Outlook 2011", "Ecofys International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO₂ Intensity 2012"

圖 9 各國採用日本先進高效率發電技術之預期 CO₂ 削減情形示意圖

考量全球煤炭需求預期將持續攀升，但是經過多年長期開採，熱值高且性質穩定的煤炭日趨減少，因應此一趨勢，如何有效利用泥煤等低級煤炭(Low Rank Coal)，也是目前日本積極發展的重點項目。低級煤炭的技術發展方向有二，一是將煤炭氣化，製成甲烷、二甲醚或合成氣，可在未來提供作為乾淨能源使用；另一種方式是將低級煤升級，採用如乾燥、脫水等技術，使煤炭方便運輸及增加燃燒效率。

二、 火力電廠二氧化碳捕獲技術介紹

二氧化碳捕獲以處理程序來看，可分為三種方式：燃燒前捕獲、富氧燃燒及燃燒後捕獲。

1. 燃燒後捕獲技術 (Post combustion capture, PCC)：

目前國際上以燃燒後捕獲技術為主要發展趨勢，其優點在於已獲化工產業實務驗證，可應用在新建電廠或於既有電廠之改裝、導入速度快、亦可應用在鋼鐵業、水泥業，且可依實際減量需求，規畫設置捕獲部分二氧化碳的設備，其中又以「醇胺化學吸收法」為主要發展技術。但因電廠煙道氣體中的 CO_2 濃度低，導致燃燒後的捕獲設備之設置、操作成本及能量損耗偏高，且設備所需空間較大，因此現階段開發低成本及低能耗的新技術仍是全球努力的方向。相關設備之佈置如圖 10。

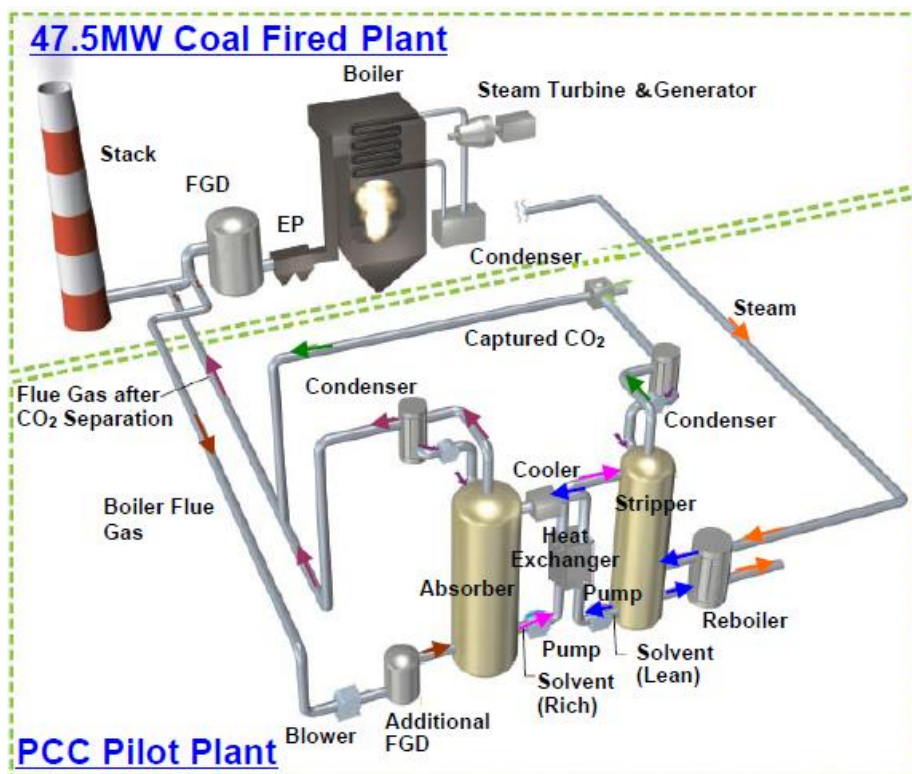


圖 10 燃燒後捕獲設備佈置示意圖

醇胺(Mono-Ethanol Amine, MEA)化學吸收法的化學反應式如下，正向之 CO₂ 吸收反應為放熱反應，負向之 CO₂ 脫附反應為吸熱反應，依據勒沙特列原理，溫度越低吸收反應越容易進行，溫度越高脫附反應越容易進行，因此吸收反應的溫度通常必須將煙氣溫度降至 40°C 左右，而脫附反應溫度則須將溫度提升至 120 °C 左右。



燃燒後捕獲技術的實際採用的可行性高，但因捕獲 CO₂ 所導致能量損耗，勢必降低電廠的整廠效率，以目前超超臨界(USC) 燃煤機組整廠淨熱效率約 42%(LHV) 來看，若加裝 CCS 設備捕獲 90% 的 CO₂，整廠效率將下降至約 33%，請參圖 11，因此，如何降低能耗，是各主要研發團隊目前積極開發的重點。

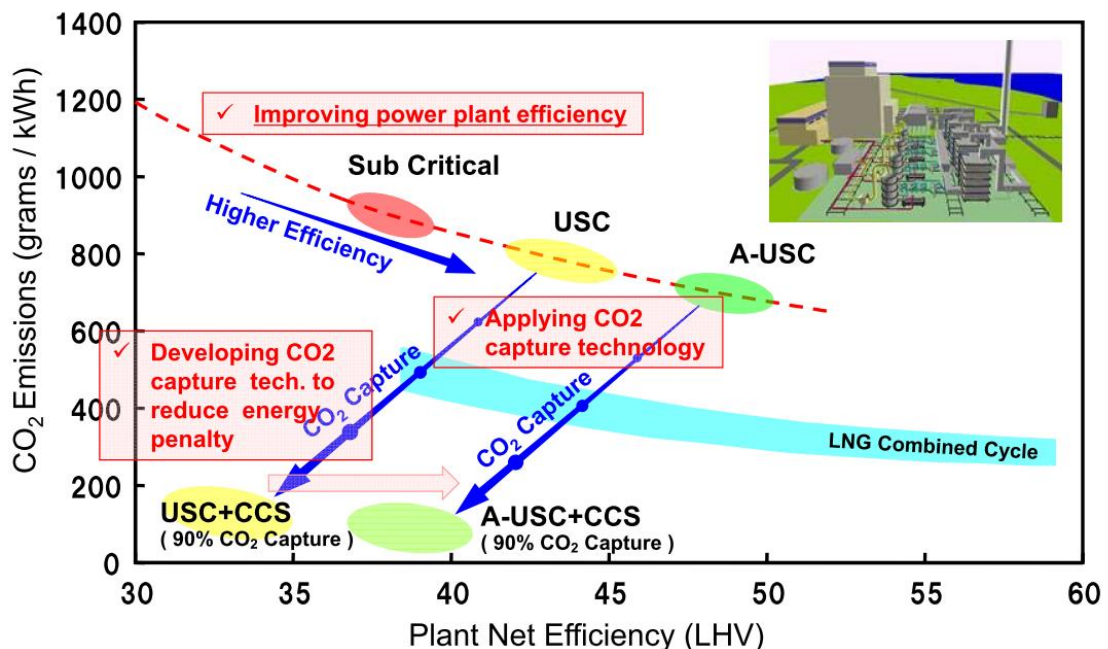


圖 11 燃煤發電技術搭配燃燒後碳捕獲裝置之淨廠效率變化與排放強度變化圖

2. 富氧燃燒捕獲技術 (Oxy-fuel Firing) :

富氧燃燒技術是以氧氣代替傳統的空氣與化石燃料燃燒，可使煙道排氣的 CO_2 濃度大幅增高，而氧氣可以使用冷凝空氣的分離法取得。但是燃料在純氧中燃燒，溫度會太高，因此必須將一部分的高濃度 CO_2 的煙道排氣回流，使得燃燒室的溫度即和一般使用空氣助燃的相近。

使用此一方法，燃燒後煙道排氣中的 CO_2 濃度可以提高到 80% 以上，因此所需要的 CO_2 捕集的程序和設備都較為簡單，捕獲 CO_2 的能耗較低，但是要增加空氣分離單元來生產助燃所需的大量氧氣，整體能量損耗及設備成本也不便宜，且 CO_2 無法部分捕集，因此本項技術目前國際上尚處於試驗階段，製程示意如圖 12。

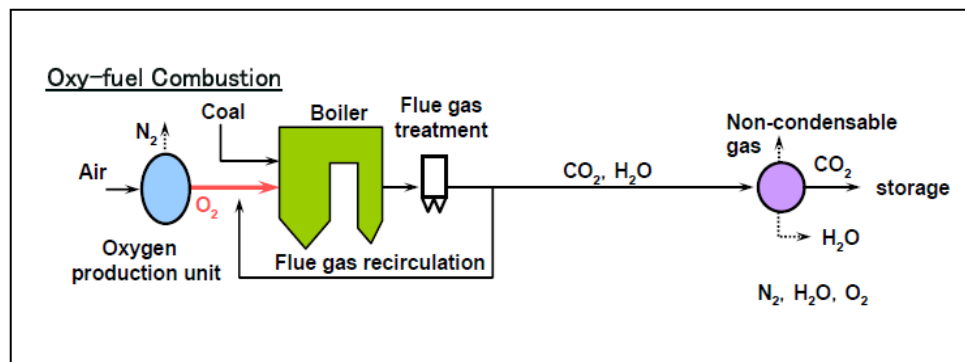


圖 12 富氧燃燒製程示意圖

2. 燃燒前捕獲技術 (Pre-combustion capture) :

燃燒前捕獲技術則以氣化技術搭配 CO_2 捕獲技術最受矚目，氣化技術係在高溫爐中產生以 CO 及 H_2 為主的合成氣，一般係利用水蒸汽與 CO 反應轉化成 H_2 與 CO_2 ，再透過氣體分離裝置將 H_2 與 CO_2 分離。分離濃縮之 H_2 可直接用於發電或利用儲氫技術進行其他能源利用，而高濃度之 CO_2 則可進行封存。目前屬於實驗階段中的技術尚包括較具前瞻性的薄膜分離法及化學迴路

法。

燃燒前捕獲技術優點是捕集 CO₂ 的設備體積小及能量損耗小，缺點是整廠能耗及設備成本皆高，因設備複雜、不易操作，相較於燃氣複循環機組之操作彈性低，且該減碳技術只能應用在新建電廠、無法僅捕集部分的 CO₂，因此未來之發展仍然有待持續觀察。

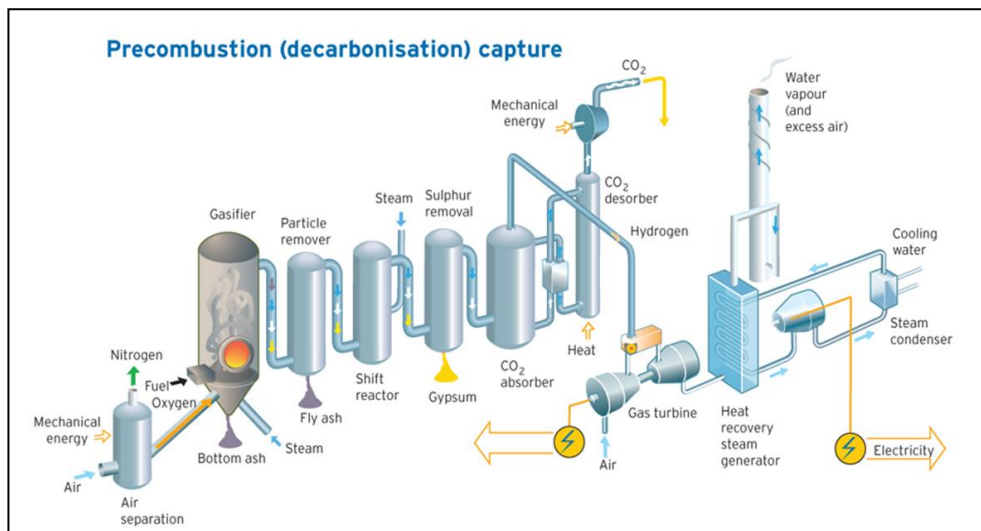


圖 13 燃燒前捕獲製程示意圖 Source: Vattenfall

燃燒後捕獲、富氧燃燒及燃燒前捕獲等三項技術之綜合比較，如圖 14。

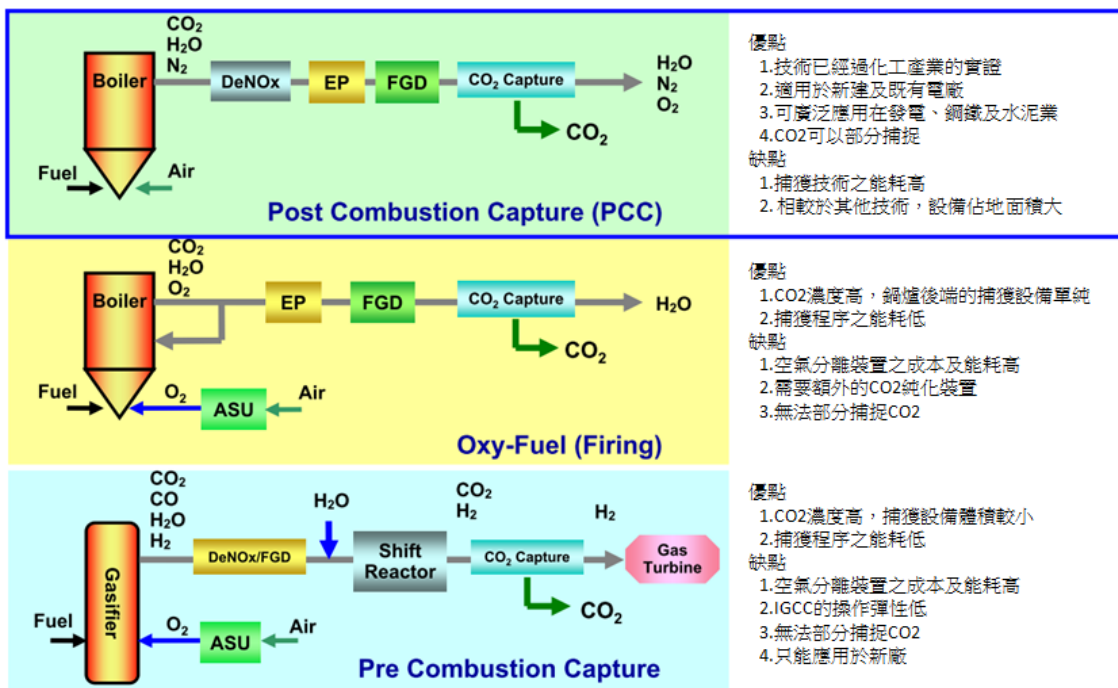


圖 14 各類型碳捕獲技術示意及優缺點比較

三、 二氧化碳捕獲技術發展現況

(一)TOSHIBA 公司

Toshiba 選擇以燃燒後捕集做為 CO₂ 捕獲技術發展方向，目前該公司已完成二氧化碳吸附劑和系統的數值模擬，對於吸附劑的基本特性和性能進行評估，並以小規模試驗設備驗證，完整的先導廠設置在福岡縣大木田市 Sigma Power Ariake 公司的三河電廠，以燃燒後二氧化碳捕獲方式，使用 Toshiba 研發的化學吸附劑(以胺類為基礎)，設計二氧化碳捕集能力為 10 噸/天，於 2009 年 9 月底開始進行測試。

截至 2013 年 8 月已累積 7,329 小時的燃煤火力電廠煙氣二氧化碳捕集運轉實際經驗，在 CO₂ 濃度約 12%，CO₂ 捕獲率 90% 的條件下，所需能耗為 2.4GJ/t-CO₂，為驗證系統的穩定性，曾連續運轉超過 2,800 小時。除了測試系統長時運轉的性能、操作性、維護性，也對啟動、關機等暫態運轉特性分析取得數據。

該公司建議，火力電廠採用碳捕獲設備需考慮以下 4 點關鍵因素：

1. 煙氣前處理設備：二氧化碳吸附劑的活性會受到煙氣中所含物質的影響，特別是對於 SO_x 濃度的要求，因為 SO_x 會毒化吸附劑，因此除非 FGD 可以將 SO_x 濃度降到 10ppm 以下，否則在 CO₂ 吸收塔前需加裝前處理設備，將 SO_x 濃度盡可能降低。
2. 整合汽輪機提供蒸氣加熱 CO₂ 脫附塔：CO₂ 吸附劑在捕獲 CO₂ 後須在約 120°C 溫度下進行脫附反應，所需熱源需由汽輪機提取部分蒸氣做為脫附塔加熱使用。
3. 整合公用設施：CO₂ 捕獲設備所需之設備用電、供水系統、冷卻水系統、廢水處理系統等設施需與電廠既有設備進行整合，

確保可以維持整廠的效率水準。

4. 二氧化碳捕獲廠需能與電廠運轉配合。

以 500MW 級燃煤火力電廠裝設 CO₂ 捕獲設備(每日 CO₂ 捕獲量約 9,500 噸)為例，整廠性能與未裝設 CO₂ 捕獲設備比較，裝設捕獲設備後，該廠之 CO₂ 可減量 86%，但出力下降 27%(14% 為供應 CCS 所需蒸氣，13% 為 CCS 設備用電)，效率下降 27%，CCS 所需電力佔全廠用電的 71%(14% 為 CO₂ 捕獲，41% 為 CO₂ 壓縮，16% 為公用設施 CCS 用電)，請參圖 15。

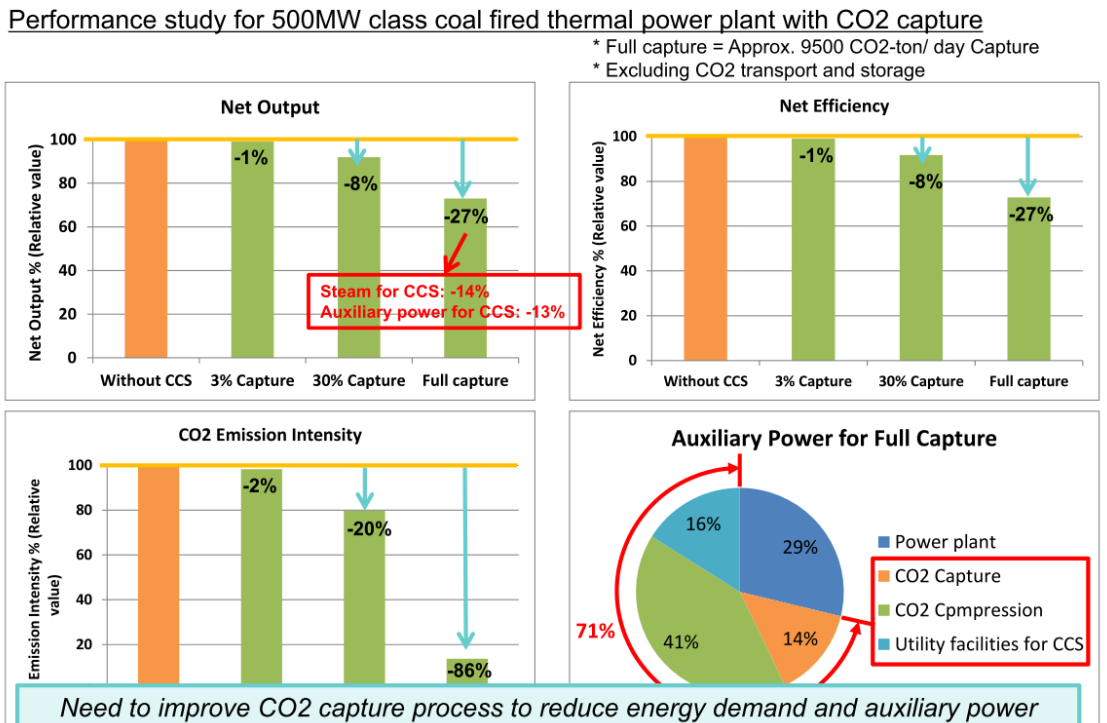
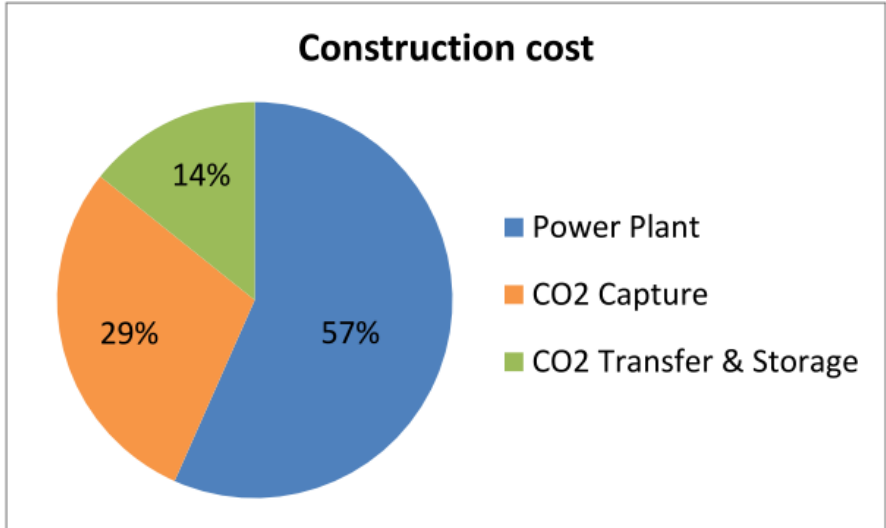


圖 15 燃煤機組(500MW 級)搭配碳捕獲技術之機組效能變化圖

依據 Toshiba 的研究，一座配備捕獲與封存設備的 500MW 級燃煤火力電廠，機組的建造成本中約佔 57%，CO₂ 捕獲設備約佔 29%，CO₂ 的運輸和儲存設備約佔 14%，但這些比例會因各發電計畫條件的不同而有所變化，請參圖 16。



* Full capture = Approx. 9500 CO₂-ton/ day Capture
 * These percentage can vary according to project conditions.
 * CO₂ Transfer & Storage cost excludes assessment cost related to local conditions.

圖 16 500MW 級燃煤機組搭配碳捕獲技術之成本比較

(二)MHI 公司

本次參訪 MHI 觀音工廠(廣島研發中心)主要目的是瞭解 MHI 在燃燒後捕獲技術上的發展現況，MHI 自 1999 年起至今有 10 座燃燒後捕獲 CO₂ 的燃氣電廠經驗，是世界上大規模燃燒後捕獲 CO₂ 技術的領先廠商。



圖 17 MHI 碳捕獲技術之研究發展歷程

在燃煤電廠的燃燒後捕獲 CO₂ 技術方面，自 1991 年起在 Nanko Osaka 設立先導廠(設計捕獲能力 2 tpd) 已有超過 20 年的研發經驗，並在 MHI 廣島研發中心有設計捕獲能力 1 tpd 的試驗廠。

因為燃煤電廠和燃氣電廠的煙氣條件不同，因此燃煤電廠需要在 CO₂ 捕獲之前進行煙氣的前置處理，特別是對於 SO_x 的去除最為重要。

美國 Southern Company、MHI 和 EPRI 在 Alabama Power, James M. Barry Electric Generating Plant 執行 1 項整合燃煤電廠碳捕獲及儲存的計畫，該計畫自 2011 年 7 月 3 日起開始啟動燃燒後 CO₂ 捕獲，每日捕獲量為 500 噸，2012 年 8 月 20 日開始將 CO₂ 注入 12 英里(19.2 公里)外的儲存場址，CO₂ 加壓至 1,500PSIG 液化後以 4 吋碳鋼管輸送，注入約 2,865 公尺深的鹽水層下封存。該廠的 CO₂ 移除率達 90%，節制 2013 年 8 月捕獲的 CO₂ 總量達 170,500 公噸，儲存的 CO₂ 達 75,600 公噸。

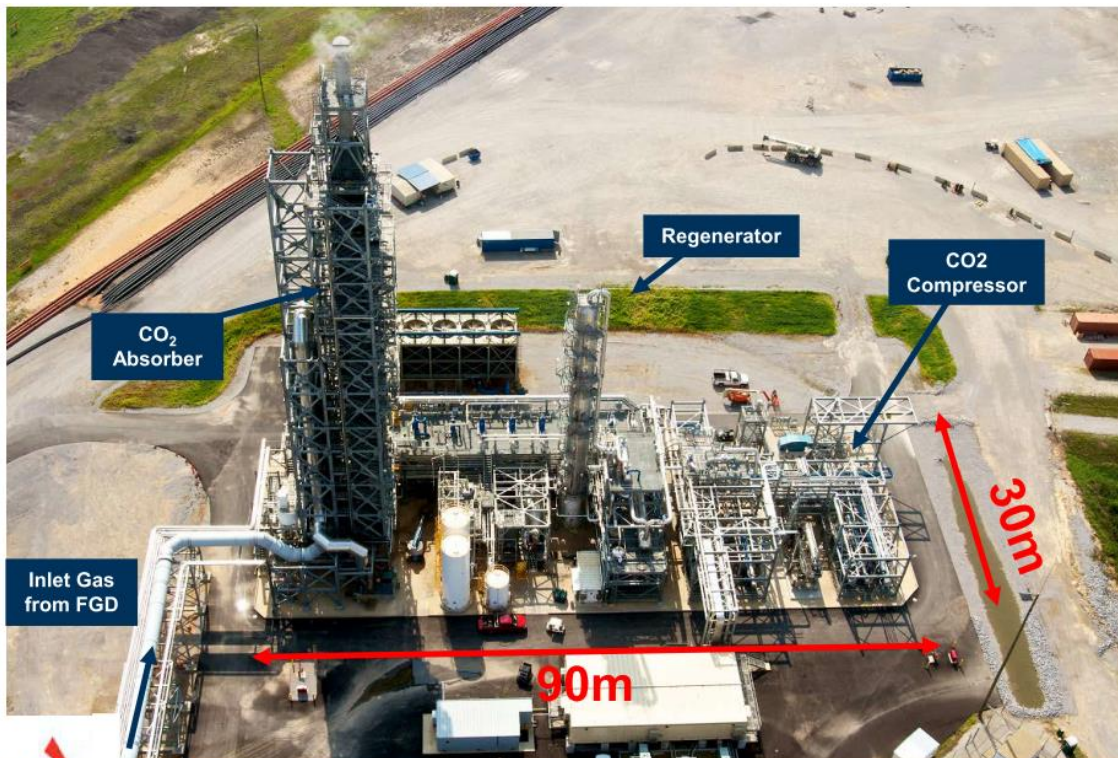


圖 18 MHI 碳捕獲技術鳥視圖

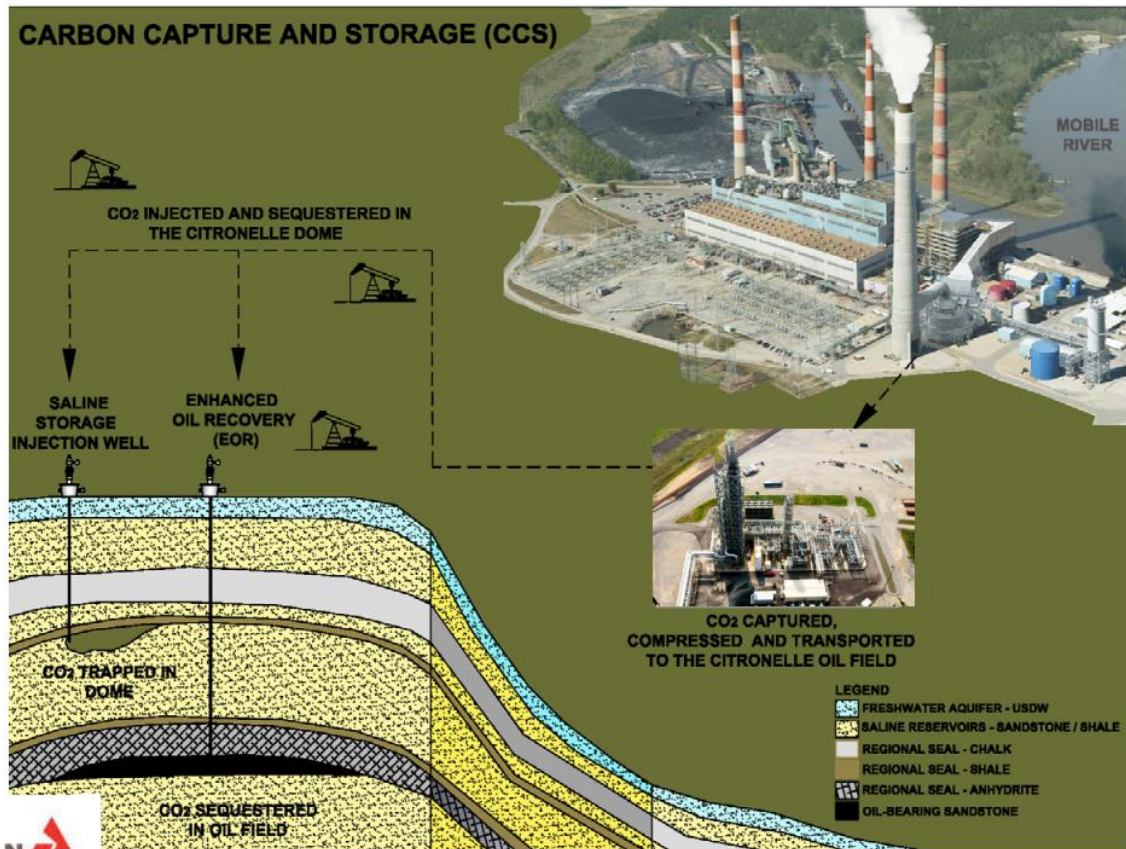


圖 19 MHI 碳捕獲技術與封存示意圖

該計畫採用 MHI 公司與關西電力共同開發的 KM-CDR Process，與在 MHI 觀音工廠的先導試驗廠相同，將煙氣經過前處理(去除 SO_x 及雜質)並降溫至 $40\sim 50^\circ C$ 後進入吸收塔，以該公司的專利吸收劑 KS-1 來吸附煙氣中的 CO_2 ，處理後的煙氣隨及由煙囪排放至大氣；富含 CO_2 之吸收劑進入脫附塔後加熱至 $120\sim 130^\circ C$ ，將濃度達 99.9% 的 CO_2 透過管道輸送注入封存場址，脫附後的吸收劑可循環至吸收塔繼續使用，製程如圖 20。此製程具有吸收劑消耗率低及容易操作與維護之優勢，並可降低運轉成本。

Process Flow KM CDR Process[®]

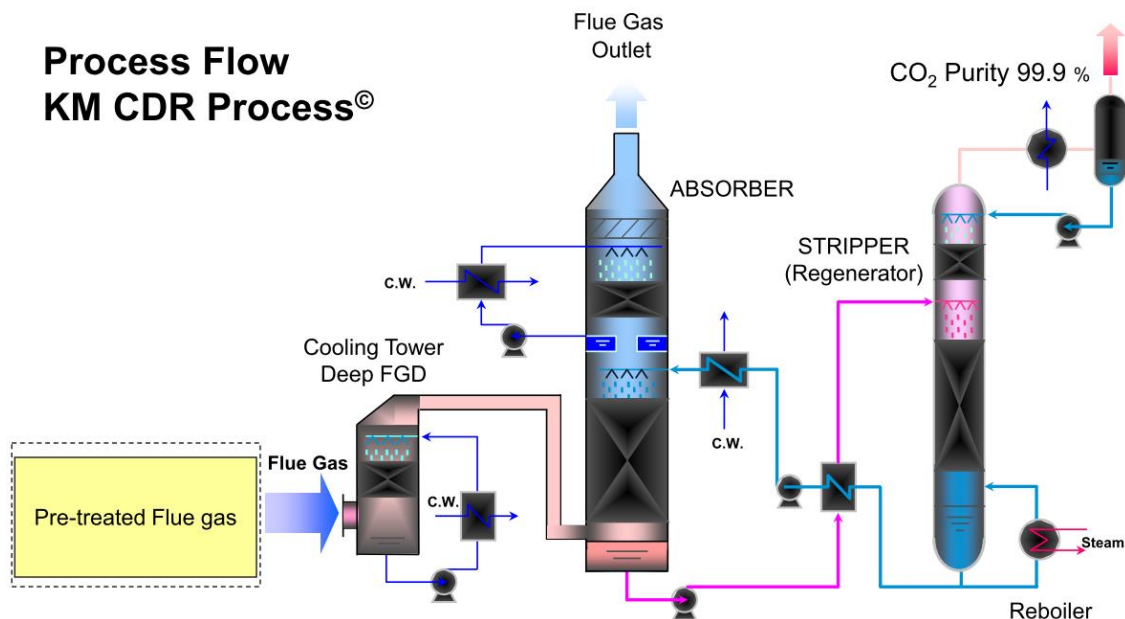


圖 20 MHI 碳捕獲製程示意圖

MHI 所使用的 CO₂ 吸收劑是以胺類為基礎的配方，MHI 稱之為 KS-1(是 MHI 與關西電力共同開發的專利配方)，與傳統的 MEA(Mono-ethanol Amine, 乙醇胺)吸收劑相較，KS-1 的 CO₂ 吸附能力高、腐蝕性低且不需添加抗蝕劑、活性不易衰退、CO₂ 容易脫附且所需熱量低、損耗量低等優勢。

MHI 評估 1,070MW 超臨界燃煤電廠如加裝 CCS 設備將損失 22% 的輸出，這些能量損耗主要是來自提供給 CCS 設備的蒸氣損失、CO₂ 壓縮機的能耗及煙氣進入 CCS 設備的前置處理。如果 CCS 能與電廠設備做最佳化的整合，則可望將 CCS 能耗降至原輸出的 20%，請參圖 21。

CO2 Recovery Plant Power Output Penalty Assessment and Heat Integration Options;

- 1) Base Case +
- 2) Recovery of Compression Heat
- 3) Recovery of Flue Gas Heat

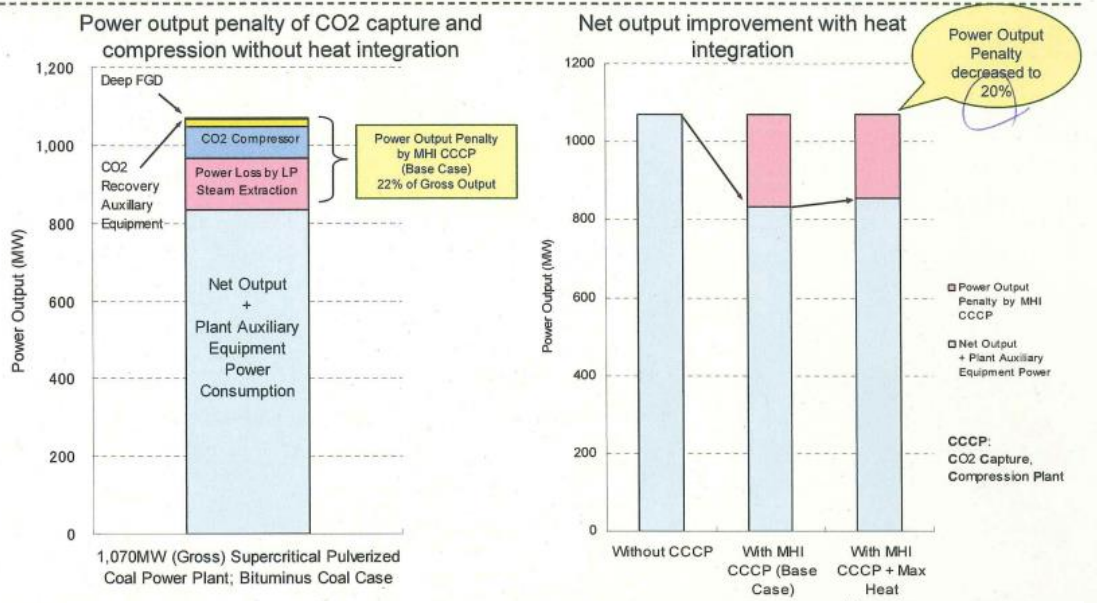


圖 21 燃煤機組搭配碳捕獲製程之能耗分析圖

MHI 的商業化燃燒後捕獲 CO₂ 製程已經驗證並提供業界高效率設備，並對下述性能提供保證：

1. 排出 CO₂ 濃度達 99.9%。
2. 每日 CO₂ 捕獲能力。
3. 吸收劑損耗量。
4. 蒸氣使用量。

(三)IHI 公司

IHI 公司起源於 1853 年，於江戶隅田川河口的石川島（位於現在東京都中央區佃二丁目）建設造船廠，成為「石川島造船廠」。一戰後開始涉足汽車及飛行器製造業務，二戰時參與建造軍艦及飛行器。二戰後透過併購繼續壯大，2007 年更名為株式會社 IHI。

1907 年隨著「播磨船渠株式會社」成立，在相生市動工建設相生工廠，1995 年製作日本國內最大的燃煤火力鍋爐

(1,050MW)，目前專門生產鍋爐和其他壓力焊接容器如 LNG 儲槽，屬電力事業部門，相生工廠的員工人數約 400 人，面積約 166.8 公頃。

IHI 最早生產的是船用鍋爐，後來與美國 Foster Wheeler 技術合作生產陸上工業鍋爐，IHI 為日本三大鍋爐製造商之一(日本市佔第一及第二分別為 Mitsubishi, Hitachi)，IHI 不僅在日本國內而且向澳洲、東南亞、北美、歐洲、中東、中國等地區提供了發電用鍋爐。可提供超過 100 萬 kW 的電力公司用大型鍋爐、自備發電用小型鍋爐、獨立發電公司 (IPP) 用中型鍋爐，在燃料方面，除了煤炭、石油和燃氣之外，還可以提供廢棄物類燃料以及生物質等燃料。另一方面，著眼於作為低品質煤炭的褐煤。應用最新技術積極致力於 CO₂ 排放量的削減。

IHI 對於降低燃煤鍋爐 CO₂ 排放採取之作法如下：

- 1、提高電廠效率：IHI 以超超臨界燃煤鍋爐領導廠商自居，在蒸氣壓力及溫度的發展皆已達到世界最高水準，未來將持續朝向提升電廠效率努力。IHI 刻正全力發展的是進步型超超臨界 700°C 鍋爐技術，電廠效率可達 46%(net HHV)可進一步降低 CO₂ 排放量。

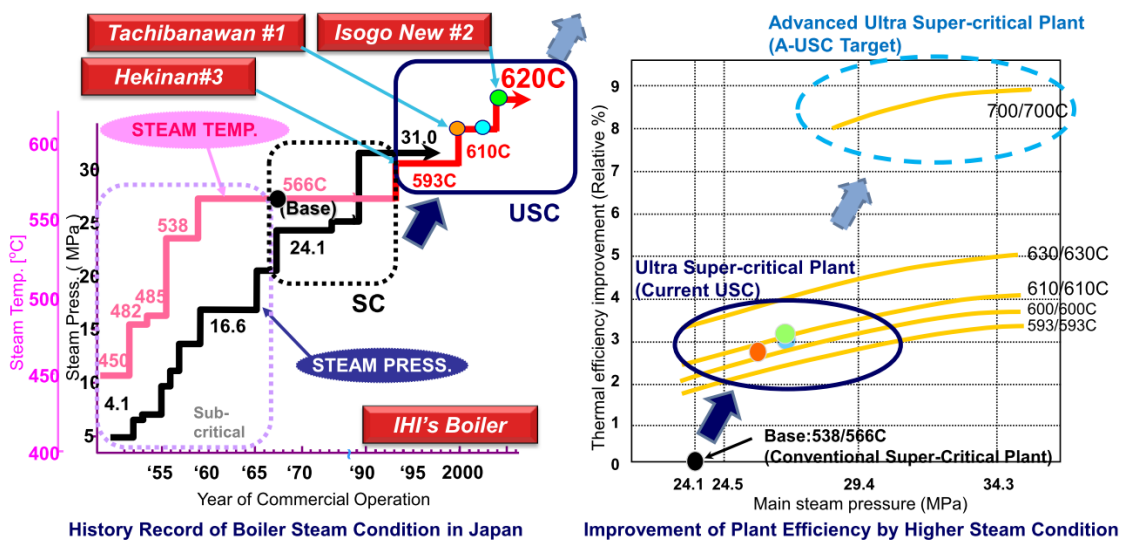


圖 22 燃煤汽力機組溫度、壓力與效率變化圖

2、混燒木質燃料：混燒木質燃料有兩種方式，第一種是將木質燃料與煤炭分別研磨後，投入鍋爐內燃燒，優點是不影響磨煤系統功能，缺點是需要另外單獨設置木質燃料研磨進料系統與燃燒器。第二種是將生質燃料與燃煤混拌後進入粉煤機研磨，再投入鍋爐混燒，優點是新增設備少，缺點是生質燃料比例受限，因為生質燃料與煤炭性質迥異，木質燃料之纖維質不易磨成粉狀，若未設定上限比例，將會影響磨煤系統的功能。目前日本電廠的混燒發電實績以 3% 為主要，且建議生質燃料比例以不超過 5% 為宜，請參圖 23。

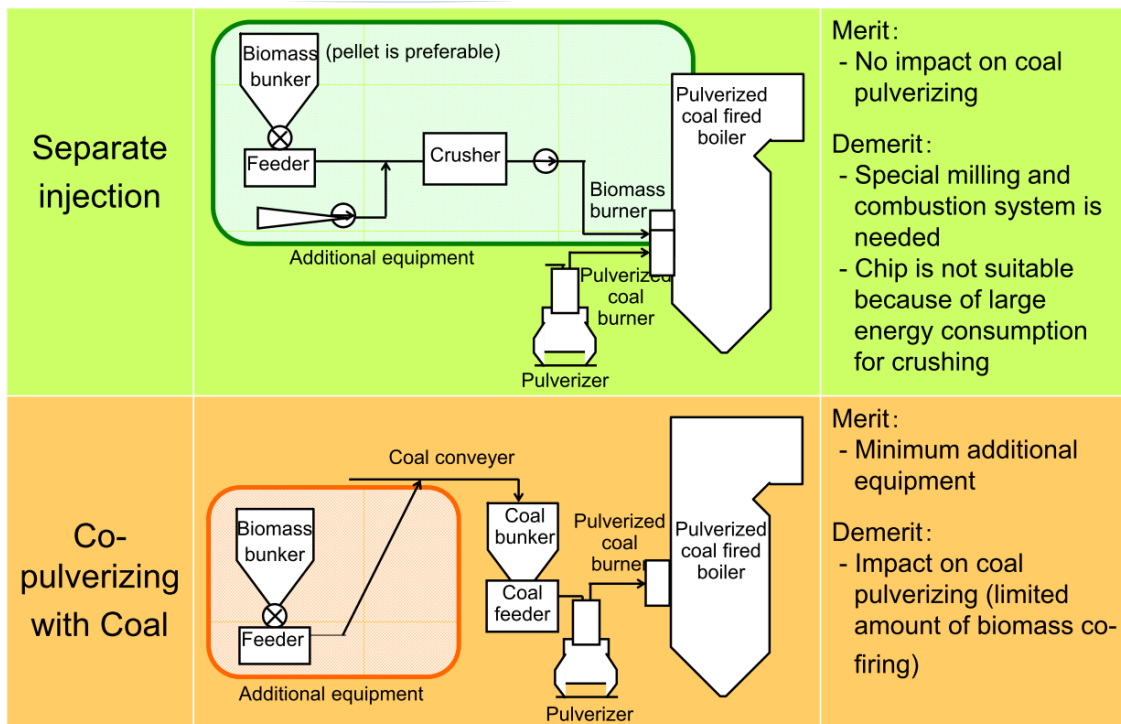


圖 23 生質燃料混燒示意圖

3、CO₂ 捕獲技術：IHI 正在發展的 CO₂ 捕獲技術有富氧燃燒及燃燒後捕獲 2 種，富氧燃燒在澳洲 Callide A 電廠有 30MWe 的示範計畫，燃燒後捕獲在相生工廠有 20t-CO₂/d 的先導廠。

IHI 的燃燒後捕獲製程也是採用胺類作為 CO₂ 吸收劑，在吸收塔內吸附 CO₂ 後在脫附塔中加熱排出 CO₂。

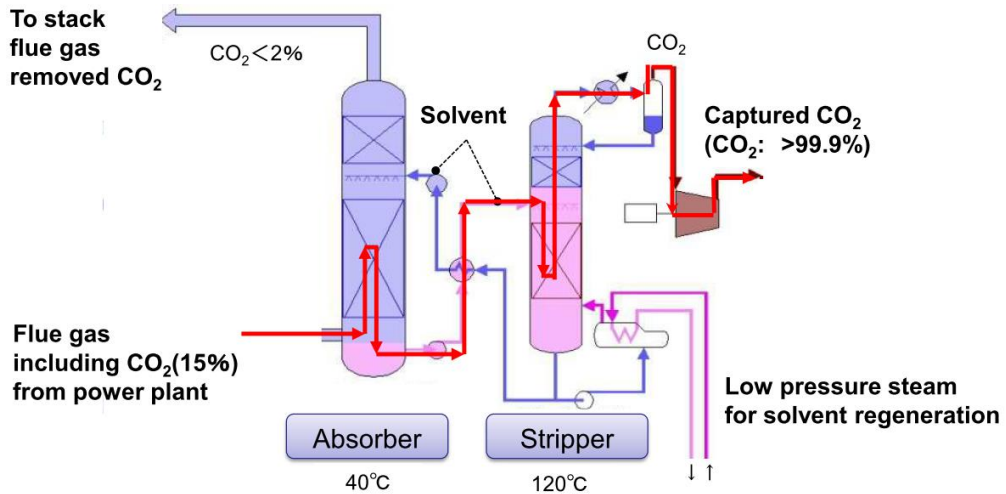


圖 24 IHI 燃燒後碳捕獲製程圖

為了改善燃燒後捕獲 CCS 的效率，IHI 從三個方向著手：

1. 開發先進型吸收劑：IHI 自行研發再生能量較低的吸收劑，與傳統的 MEA 相較，所需能量約為 75%。
2. 製程最佳化：透過整廠設備整合，妥善利用蒸氣熱能減少能量損耗。
3. 改良填充材系統(packaging system)：改良吸收塔及脫附塔內填充材之結構，降低壓力損失，並使煙氣與吸收劑的接觸面積加大，提高 CO_2 吸收性能表現。

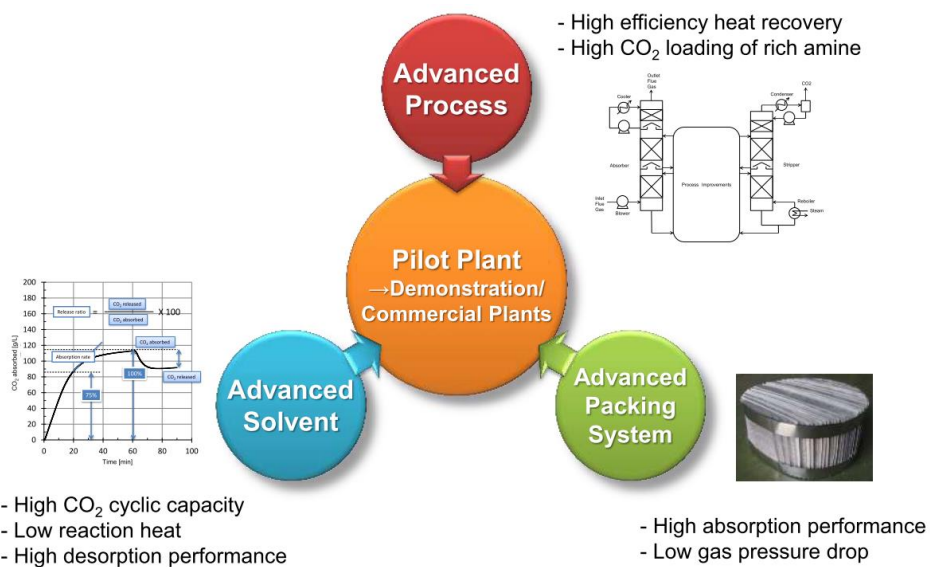
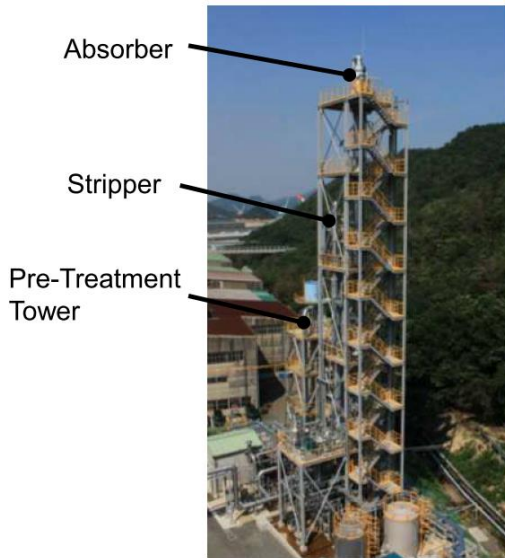


圖 25 IHI 燃燒後碳捕獲技術發展圖

本次行程亦參訪了 IHI 的相生(AIOI)工廠，IHI 在相生工廠建造了 1 座 20 ton-CO₂/d 的先導廠，從 2012 年 7 月開始進行測試驗證。因為 CO₂ 與吸收劑的吸附作用需時較長，所以吸附塔的高度達 40 公尺，以提供足夠的接觸反應時間。



Specifications

Source Gas	Flue Gas of Coal-Fired Boiler or PG Boiler
Captured CO ₂	20 ton-CO ₂ /d
CO ₂ Capture Ratio	90 %
Flue Gas Flow Rate	MAX 4000 m ³ _N /h-wet
CO ₂ Concentration (Inlet)	14-15 %-dry
Solvent Flow Rate	MAX 24 m ³ /h
Steam Flow Rate	MAX 2500 kg/h

圖 26 IHI 相生工場碳捕獲模廠

若要加大 CCS 規模，IHI 目前的構想係採模組化概念，以 200 ton-CO₂/d 為 1 單位，每 1 單位所需面積約 10mX10m，依所需的 CO₂ 捕獲量決定模組數量，依此概念估算，若要達到每日 CO₂ 捕獲量 10,000 噸，所需 CCS 面積約 5 公頃。

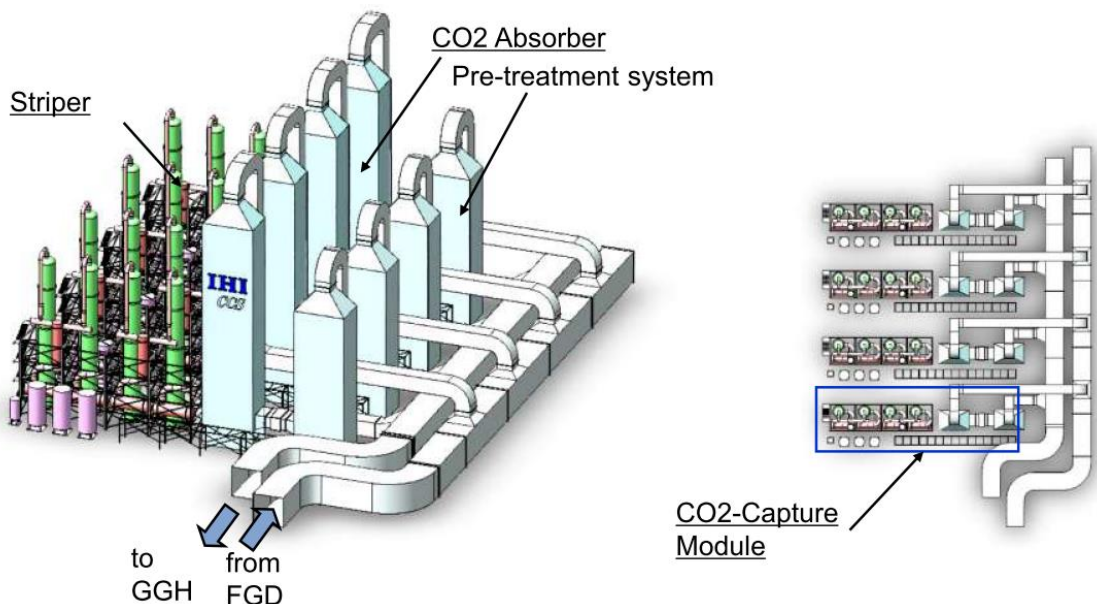


圖 27 IHI 模組化碳捕獲示意圖

另一項 IHI 在發展的 CCS 技術是富氧燃燒，原理是以純氧與煤炭燃燒，產生的廢氣中 CO₂ 濃度將超過 90%，如此可直接以壓縮的方式回收 CO₂。IHI 參與 Callide Oxyfuel Project，該計畫從 1989 年開始啟動規劃及辦理初步可行性研究，2008 年開始進行示範廠工程，改建位於澳洲的 Callide A 電廠，該電廠有 4 部 30MW 燃煤機組，商轉時間為 1965-69 年，本計畫工程範圍包括修改 4 號鍋爐、新建 2 座 330 噸/天空氣分離廠、修改燃燒器使可用於富氧燃燒、70 噸/天的液化 CO₂ 回收站、以卡車運輸 CO₂ 至儲存場址將其注入及監測。

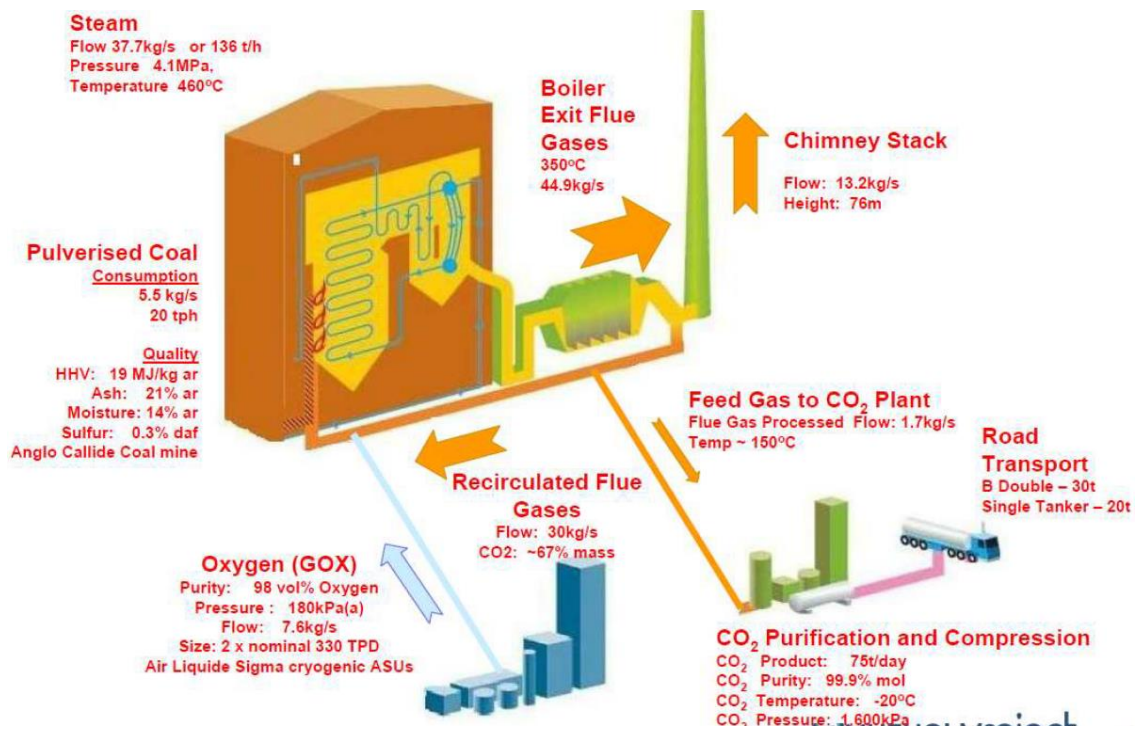


圖 28 IHI Callide Oxyfuel Project 示意圖



Boiler (Before modification)



Air Separation Unit (ASU)



Boiler (After modification)



CO₂ Processing Unit (CPU)

圖 29 IHI Callide Oxyfuel Project

改裝後的鍋爐可選擇空氣燃燒或富氧燃燒，2011年3月改裝後第1次點火，2012年3月成功使用富氧燃燒運轉，2012年9月將煙氣引入CO₂處理廠，至2013年7月已運轉超過3000小時。

IHI 對於 CO₂ 減量的對策為提高效率、二氧化碳捕獲與封存及混燒生質燃料。目標在 2015 年可量產 700°C 及先進型超超臨界鍋爐、CO₂ 捕獲率達 50%、少量使用生質燃料，2020 年全數生產先進型超超臨界鍋爐、CO₂ 捕獲率達 90%、生質燃料使用量達 50%，期待未來能達到碳中和的理想，請參圖 30。

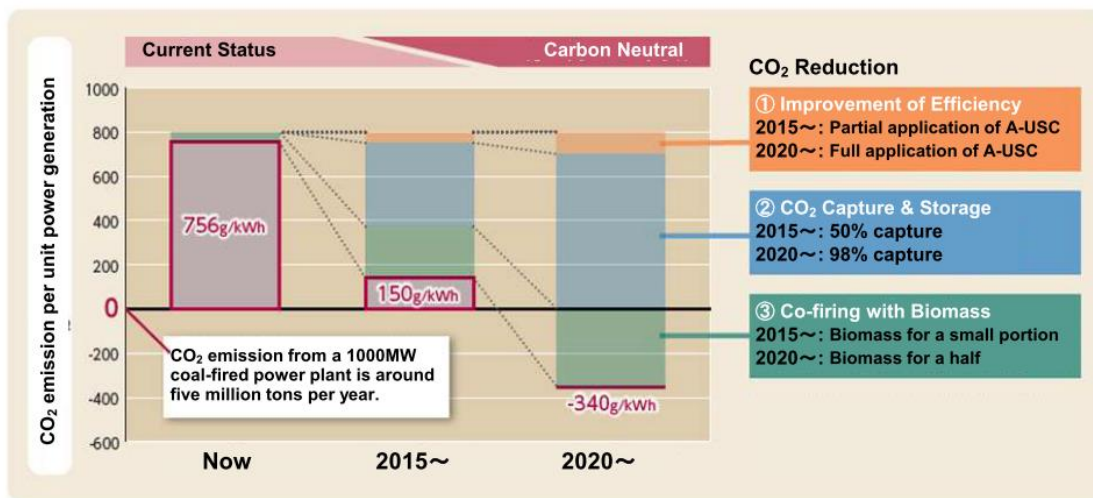


圖 30 IHI 溫室氣體減量技術發展策略路徑圖

(四) 地球環境產業技術研究機構 (Research Institute of Innovation Technology for the Earth, RITE)

RITE 是在 1990 年 G7 高峰會後由日本政府成立，目的在於發展能源科技及減少 CO₂ 排放以減緩全球暖化降低人類活動對地球所造成的影響。

RITE 的工作專注在發展防止地球暖化的技術，如 CCS 和生質能精煉，另外還有協助日本政府制定能源政策，提供地球暖化策略模擬分析。目前公司人數有 166 人，其中有 57 人為博士，5 人為外國專業人士。其中 Research Laboratory 為核心部門，其中 Chemical Research 團隊的工作職掌是研究發展 CO₂ 捕獲技術，現有 37 人。CO₂ Storage research 團隊的工作職掌是研究

發展二氧化碳封存技術，現有 36 人。System analysis 團隊的工作為協助政府制訂政策，現有 15 人。

1、CO₂ 捕獲技術發展

RITE 的規劃中，希望將火力電廠燃燒後捕獲 CO₂ 所採用的化學吸附法捕獲成本，由目前推估的燃煤電廠每噸二氧化碳捕獲成本 4,200 日圓(42 美元)，在 2015 年降至 2,000 日圓(20 美元)。

RITE 在發展的 CCS 技術有：

- (1) 燃燒後捕獲的化學吸附法，和 MHI 及 Toshiba 等公司合作。
- (2) 燃燒前捕獲：物理及化學吸收法和 J-Power 及 JGC(日揮公司)等公司合作。自行發展薄膜分離法。
- (3) 富氧燃燒：和 J-POWER、IHI 等公司在澳洲合作 Callide A 計畫。

在燃燒後捕獲方面，RITE 開發用於燃燒後捕獲 CO₂ 的吸收劑已開始測試或在先導廠進行性能試驗，如和 MHI 合作的計畫目前在美國有 500t/d 的先導廠採用名為 KS-1 的吸收劑，與 Toshiba 合作在 Ohmuta(福岡縣大牟田)有 10t/d 的先導廠，和新日鐵在 Kimitsu(千葉縣君津市)有 30t/d 的試驗廠，請參圖 31。

- MHI KS-1:10t/d (Matsushima)→500t/d (USA)
- Toshiba: 10t/d (Ohmuta)
- RITE-Nippon Steel:1t/d (Kimitsu) →30t/d (Kimitsu)



圖 31 RITE 研發實績

RITE 研發的吸收劑吸收還原 CO₂ 所需的能量比傳統的 MEA 要來的低上許多，但仍未達到 RITE 所設定的目標(2GJ/tCO₂)。

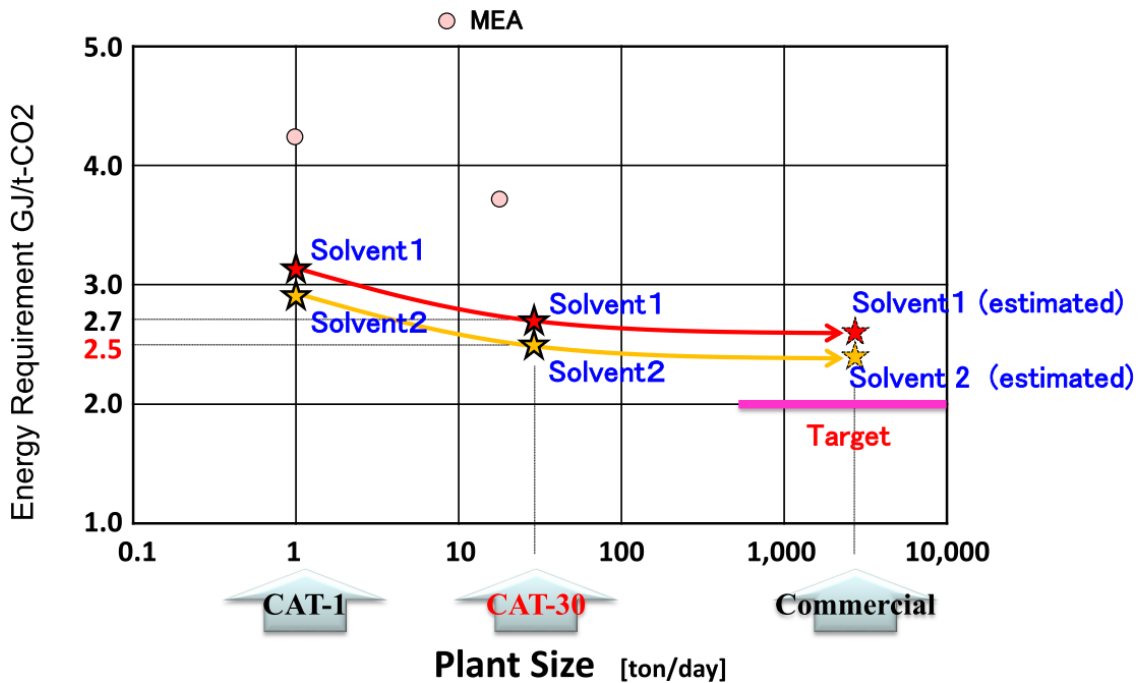


圖 32 RITE 吸收劑之能耗示意圖

2、CO₂ 地質封存技術發展

RITE 推估日本國內的二氧化碳地質封存容量約 52~1,460 億噸，後續尚需做大規模的詳細調查確認。為了確認日本複雜的地質條件與 CO₂ 儲存的影響，日本的長岡 CO₂ 地質封存計畫自 2003 年 7 月至 2005 年 1 月已注入了約 10,400 噸 CO₂，每天注入量為 20-40 噸/天，注入深度為 1,100 公尺並有 3 孔觀測井進行觀測。

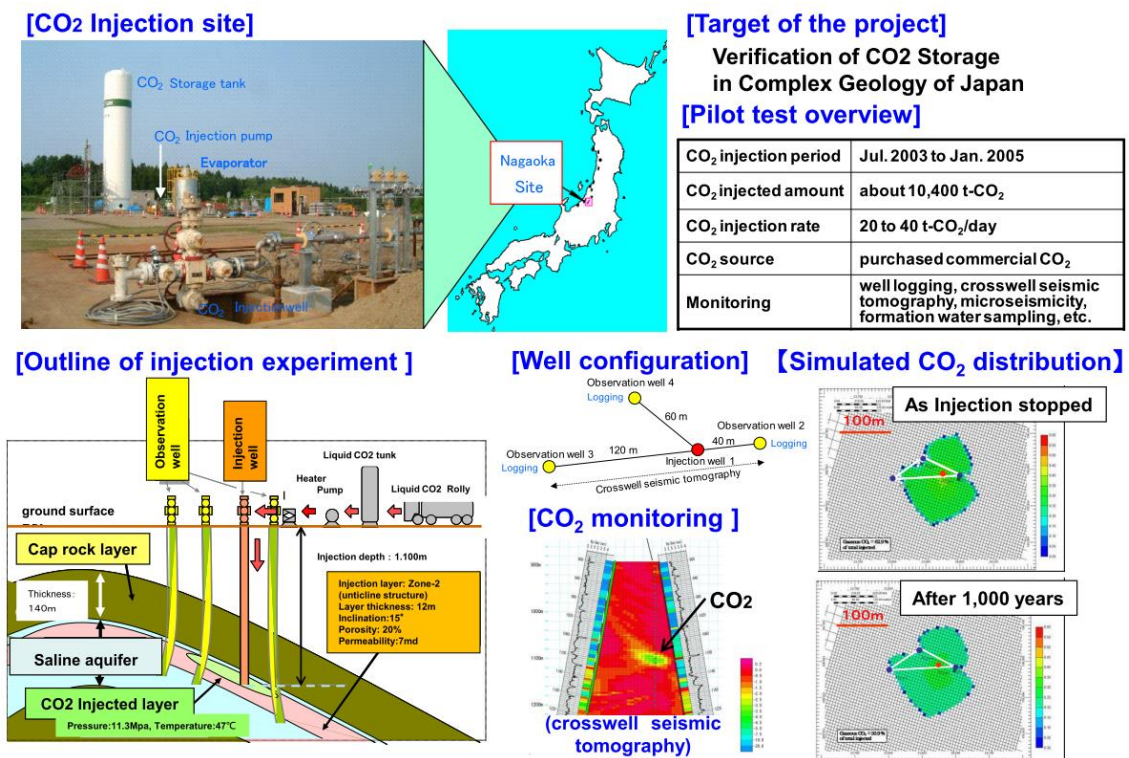


圖 33 長岡 CO₂ 地質封存計畫

2012 年起在北海道苫小牧市著手進行大規模的 CCS 示範計畫，預計 2015 年後可開始投入使用，計畫內容為從煉油廠捕獲 CO₂ 以管道傳輸加壓後注入位於海底 1,000~1,200 公尺及 2,400~3,000 公尺的封存場址，並進行長期監測，請參圖 34。

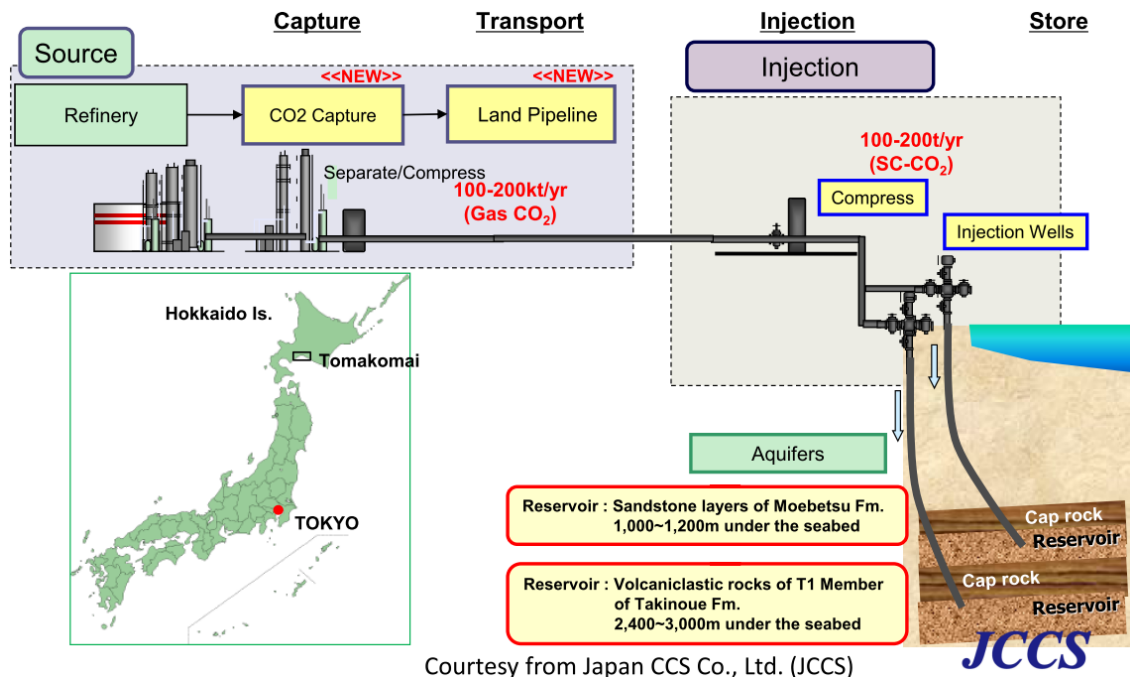


圖 34 北海道苫小牧市 CCS 示範計畫

日本國內有幾個具有 CCS 系統完成成本評估。RITE 以電廠為例進行估算，配備 CCS 的電廠，其發電成本約高出傳統電廠的 40%到 80%。但這個比例將因不同國家的地理環境條件差異而有所不同。CCS 的營運費用中有 50%到 70%是用在將 CO₂從排放源運輸到儲存廠址。RITE 認為，因為大部分位於日本的儲存場址個別容量小，且有可能在 CCS 營運期間需要變更儲存場址，因此在日本採用管道運輸 CO₂並不經濟，反而使用船運是比較容易降低成本的方式，船舶運輸 CO₂所須配合設置之設備如圖 35。

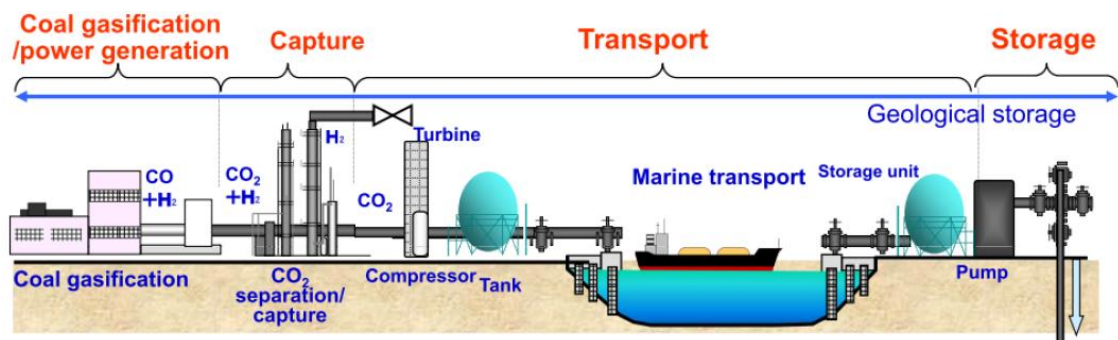
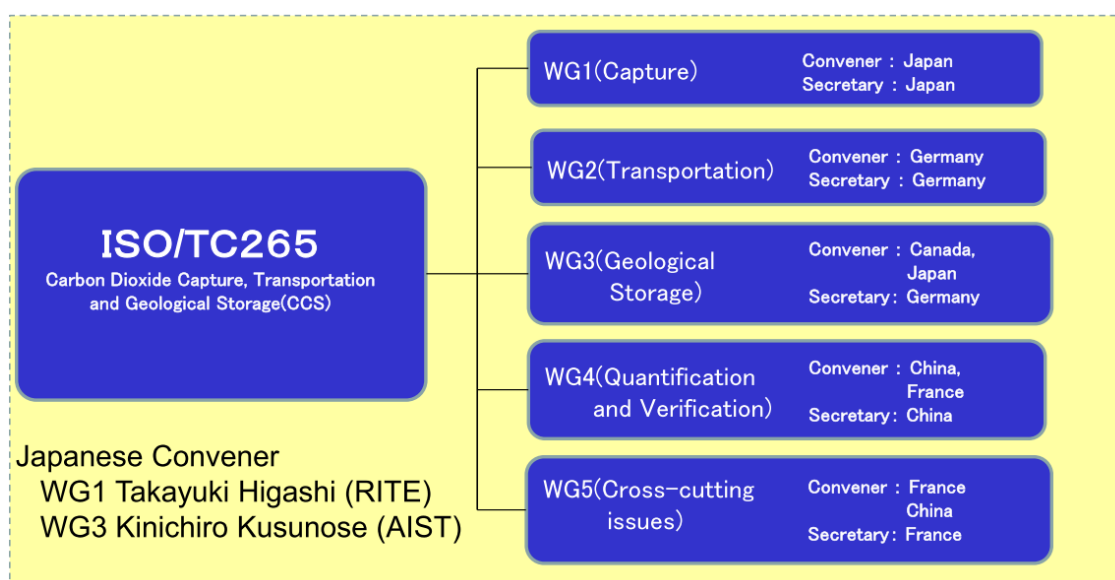


圖 35 CO₂海上運輸與封存相關設備示意圖

3、CCS 國際標準及國際合作

採用 CCS 作為溫室氣體減量方法之安全性及有效性已倍受各界關注，有鑑於此，聯合國所屬之國際標準組織(International Organization for Standardization, 簡稱 ISO)正積極推動 CCS 國際標準條文的制訂，提供各界評估 CCS 有效性與安全性的共同準則，藉此消弭各界的疑慮。目前已成立技術委員會 ISO/TC265，分別就捕獲、運輸、地質封存、定量與驗證和跨界議題成立 5 大工作小組，日本擔任捕獲及地質封存 2 個小組的召集人，而捕獲小組的日本召集人工作由 RITE 負責。



由於世界貿易組織(WTO)於 1995 年已經將 ISO 標準納為貿易技術障礙(Technical Barrier to Trade, 簡稱 WTO/TBT)，未能符合該標準的技術，未來在技術輸出時，將不被 WTO 允許，因此日本現階段積極參與該標準條文制訂的目的，是希望能為日本 CCS 技術產業鋪路，為未來技術出口、搶佔全球減碳商機預作準備，建構有利於日本技術的環境。

目前 RITE 參與的國際合作尚有：CSLF (The Carbon Sequestration Leadership Forum)、IEA-GHG (International

Energy Agency GHG Program)、GCCSI (Global Carbon Capture and Storage Institute)、APEC-EGCFE (APEC Expert Group on Clean Fossil Energy)，希望藉此與全球低碳產業的發展接軌。

肆、心得與建議

此次奉派前往日本東京參加台日淨煤及二氧化碳捕獲與封存技術資訊交流工作會議，並拜訪位於廣島的 MHI CCS 試驗廠、位於兵庫縣 IHI 相生工廠的 CCS 先導廠及京都市的 RITE 總部，行程緊湊而且充實，謹就所見所聞略誌心得與建議如下：

- 一、為了防止地球暖化，各國均致力於節能減碳，其中發展 CCS 實為重要的減碳對策之一，雖然目前 CCS 尚在發展階段，並未有大型商業化實績，但 CO₂ 捕獲技術發展已有明確的方向；適用於火力電廠的捕獲技術有：燃燒前捕獲的氣化複循環發電(IGCC)、燃燒後捕獲的化學吸附法及富氧燃燒。其中以燃燒後捕獲技術為重要發展趨勢，其優點在於製程已經化學工業實際驗證，可應用新建電廠或於既有電廠進行機組改裝，導入速度較快，是本次拜訪 MHI、IHI 公司的觀摩重點。
- 二、燃燒後捕獲 CO₂ 的化學吸附法，各廠家的製程原理均相同，係將淨化過的煙氣導入吸附塔(約 40°C)以吸附劑吸收煙氣中的 CO₂ 後煙氣由煙囪排出，富含 CO₂ 的吸附劑進入約 120°C 的脫附塔中進行脫附後，吸收劑可重複使用，經過脫附塔脫附後的 CO₂ 中濃度大於 99.9%。由於從煙氣中捕獲 CO₂ 需要消耗能源，因而降低了電廠效率，為了減少能耗，各廠家皆積極研發性能更好的吸收劑，所謂性能更好的吸收劑是指與傳統的 MEA 比較，以具備較低反應熱、更高捕獲率及脫附效率、對於鋼材的腐蝕性低等等作為指標。除此之外，結合 CCS 與電廠設備進行最佳化配置，使蒸氣熱能利用最大化，也是各大廠家發展的重點工作。整體而言，以現階段

的技術發展，配備 CCS 的電廠，其出力將因增加 CCS 設備(含 CO₂ 捕獲及壓縮)而下降 20%~30%。

- 三、採用燃燒後捕獲化學吸附法對於煙氣條件的要求非常嚴苛，因此在煙氣進入 CO₂ 吸附塔之前，需要再作前處理，將煙氣中的 SO_x 濃度再降低(Toshiba 表示需低於 10ppm，MHI 及 IHI 未提供數據)；此外在運輸及儲存 CO₂ 也需要耗費成本，RITE 以日本的條件估算，若電廠配備 CCS 後，發電成本將增加 40%~80%。
- 四、目前燃燒後捕獲示範廠的 CO₂ 捕獲容量最大為 500 噸/天，與 500MW 的燃煤電廠每日排碳量約 10,000 噸仍有差距，且 CO₂ 封存場址之安全性與有效性仍須被公眾所接受，換言之，CCS 欲能夠實際應用到實廠，未來仍有段很長的路要走。
- 五、本公司火力電廠年排碳量達 85 百萬噸且預期未來排放量還會再增加，福島事件後政府宣布新能源政策，並揭櫫穩健減核與逐步非核之政策方向，一旦核能機組陸續除役，屆時將面臨更大的減碳壓力，故宜及早借鏡先進國家經驗，密切關注淨煤技術及 CCS 之發展動態並適時導入，確保本公司永續經營。
- 六、長遠而言 CCS 是我國達成溫室氣體減量目標非常重要的減量工具，如果要能夠做到技術普及化，現階段最重要的工作應該仿效日本等主要國家的做法，由政府積極參與並主導，除了建構健全的法令架構之外，應該也要積極研擬相關的財務補助政策，方有利於發展我國的碳捕獲與封存技術。