



## 出國報告審核表

出國報告名稱：淨煤燃燒評估分析技術		
出國人姓名(2人以上，以1人為代表)	職稱	服務單位
鍾年勉等 2 人	資深研究專員	台灣電力公司
出國類別	<input type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input checked="" type="checkbox"/> 實習 <input type="checkbox"/> 其他_____ (例如國際會議、國際比賽、業務接洽等)	
出國期間：100年9月1日至100年9月9日		報告繳交日期：100年10月25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_____	

說明：

- 2 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。
- 3 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	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：淨煤燃燒評估分析技術

頁數 42 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：

台灣電力公司/陳德隆/2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

鍾年勉/台灣電力公司/綜合研究所/核機資深研究專員/8078-2214

王派毅/台灣電力公司/綜合研究所/機械研究專員/8078-2257

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他(開會)

出國期間：100 年 9 月 1-9 日

出國地區：日本

報告日期：100 年 10 月 25 日

分類/號目：

關鍵詞：煤炭氣化複循環發電(IGCC)、二氧化碳捕捉及封存(CCS)、  
空氣分離廠(ASU)、氣化爐(Gasifier)、合成燃氣(Syngas)

內容摘要：(二百至三百字)

1. 全球暖化導致地表溫度不斷上升，極端氣候出現的頻率亦隨之提高，透過淨煤發電技術降低二氧化碳的排放量，以舒緩地球暖化的效應，為近幾年最熱門的議題之一，而本次出國主要係實習煤炭氣化複循環發電技術及燃燒後二氧化碳捕捉技術，以汲取相關技術與經驗。
2. MHI 位於勿來(Nakoso)的 IGCC 示範電廠採用 Air-blown 乾式進料的方式，其裝置容量為 250 MW (Gross)，搭配的氣渦輪

機屬 1200°C 等級的 M701DA，電廠毛效率 48% (LHV)，淨熱效率 42.9% (LHV)，稍高於超臨界鍋爐之效率，未來商業化機組將搭配較先進的 M501G / M701G 之氣渦輪機，預期屆時電廠毛效率將可達 53%。目前該示範電廠已完成 5,000 小時之耐久性測試，然不幸於日本 311 大地震時，遭海嘯摧毀部分設施，經全力搶修後，已於 7 月底重新啟動運轉，未來將進行二氧化碳捕捉技術之測試。

3. 目前發展中的淨煤發電方式，對於傳統的燃煤火力電廠而言，主要係以燃燒後捕捉二氧化碳為主，此技術雖然較為成熟，但捕捉二氧化碳所耗費的能量却相當可觀，致使機組出力與效率大幅滑落，Toshiba 公司目前正致力於降低捕捉二氧化碳所消耗的能量之研究，對於 90% 的二氧化碳捕捉率而言，其能耗已由原先的 3.2 GJ/t-CO<sub>2</sub> 降低至 2.6 GJ/t-CO<sub>2</sub>，未來希望將能耗降至 2.0 GJ/t-CO<sub>2</sub>，以提升其競爭力及增加發電業者採用之意願。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網

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

# 淨煤燃燒評估分析技術

## 目 錄

出國報告書審核表 .....	I
出國報告提要 .....	II
目錄 .....	IV
圖目錄 .....	V
表目錄 .....	VII
壹、緣起與目的 .....	1
貳、行程與內容 .....	2
參、實習內容 .....	3
3.1 三菱重工 IGCC 淨煤技術 .....	3
3.2 Toshiba CCS 淨煤技術 .....	14
肆、結語與建議事項 .....	22
4.1 結語 .....	22
4.2 建議事項 .....	24
參考文獻 .....	42

## 圖目錄

圖3-1 MHI氣化技術發展歷程圖 .....	25
圖3-2 MHI 二段式氣化爐示意圖 .....	25
圖3-3 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠實證時程表 .....	26
圖3-4 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠示意圖 .....	26
圖3-5 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠鳥瞰圖 .....	27
圖3-6 吹氧式及吹空氣式 IGCC 電廠熱效率比較圖 .....	27
圖3-7 吹氧式及吹空氣式 IGCC 電廠熱效率比較圖 .....	28
圖3-8 MHI IGCC 電廠熱效率改善趨勢圖 .....	28
圖3-9 MHI IGCC 電廠熱效率與不同的火力發電技術比較圖 .....	29
圖3-10 吹空氣式 IGCC 附設二氧化碳捕捉系統方塊圖 .....	29
圖3-11 IGCC附設二氧化碳捕捉系統之電廠效率比較圖 .....	30
圖3-12 MHI 以富氫為燃料之 GT 相關經驗 .....	30
圖3-13 MHI IGCC附設 CCS 與合作廠商技術分工示意圖 .....	31
圖3-14 Nakoso IGCC 示範電廠附設 CCS 示意圖 .....	31
圖3-15 澳洲 ZeroGen 計畫示意圖 .....	32
圖3-16 日本311 地震，海嘯侵襲 Nakoso 時的相片 .....	32
圖3-17 二氧化碳捕捉技術 .....	33
圖3-18 二氧化碳減量之技術需求 .....	33
圖3-19 Toshiba 在 CCS 技術的佈署 .....	34
圖3-20 不同的火力電廠之電廠淨效率與單位發電量之二氧化碳排放量示意圖 .....	34
圖3-21 Mikawa 電廠 PCC 系統概要及其設置目的與遠眺圖 .....	35
圖3-22 Mikawa 電廠 PCC 系統示意圖 .....	35
圖3-23 Mikawa 電廠 PCC 系統測試時程表 .....	36

圖3-24 Mikawa 電廠 PCC 系統 CO <sub>2</sub> 捕捉效率測試結果 .....	36
圖3-25 Mikawa 電廠 PCC 系統吸收溶劑壽命測試結果 .....	37
圖3-26 Mikawa 電廠 PCC 系統動態響應測試結果 .....	37
圖3-27 PCC 系統材料腐蝕測試結果 .....	38
圖3-28 PCC 系統二氧化碳捕捉能耗改良推移圖 .....	38
圖3-29 火力電廠裝設 PCC 系統對電廠效率之影響 .....	39
圖3-30 PCC 系統模組化設計示意圖 .....	39
圖3-31 火力電廠結合 PCC 系統結構示意圖 .....	40

## 表 目 錄

表3-1 .....	41
表3-2 .....	41



## 壹、緣起與目的

全球暖化導致地表溫度不斷上升，極端氣候出現的頻率亦隨之提高，透過淨煤發電技術降低二氧化碳的排放量，以舒緩地球暖化的效應，為近幾年最熱門的議題之一，而本次出國主要係實習煤炭氣化複循環發電技術及燃燒後二氧化碳捕捉技術，以汲取相關之技術與經驗。

目前發展中的淨煤發電方式，對於傳統的燃煤火力電廠而言，主要係以燃燒後捕捉二氧化碳為主，此技術雖然較為成熟，但捕捉二氧化碳所耗費的能量却相當可觀，致使機組出力與效率大幅滑落，因此如何降低捕捉二氧化碳所消耗的能量，乃當務之急。為了降低捕捉二氧化碳所消耗的能量，純氧燃燒技術亦受到相當的關注，該技術主要係利用空氣分離設備所產生的氧氣與化石燃料進行燃燒反應，可大幅提高煙氣中之二氧化碳濃度藉以降低二氧化碳捕捉的能耗，並藉由煙氣再循環（FGR）技術控制火焰溫度。至於燃燒前的二氧化碳捕捉技術則主要應用於煤炭氣化複循環發電技術，目前美國 Duke Energy 618 MW 的 IGCC 電廠預計於 2012 年商轉，日本的 Nakoso IGCC 示範電廠亦已通過 5,000 小時耐久性運轉測試的考驗，隸屬於 Mississippi Power 的 Kemper County IGCC 電廠亦於 2010 年 3 月破土，該電廠為世界上第一座具備 CCS (Carbon Capture and Storage) 功

能之大型發電廠，由於 IGCC 電廠最大的優勢在於二氧化碳的捕捉成本較低，附設二氧化碳捕捉功能的 Kemper County IGCC 電廠之設立，為該技術重新取得有利位置，本次出國實習計畫主要係與三菱重工及日本東芝的專家針對吹空氣式 IGCC 發電技術及二氧化碳捕捉等淨煤發電技術進行相關之技術交流與意見交換，期能對於日後淨煤技術之選用提供相關之參考資訊。

## 貳、行程與實習內容

起迄日期	機構名稱及實習內容	備註
9/1	台北⇨橫濱(往程)	
9/2 ~ 9/5	赴橫濱三菱重公實習「IGCC 淨煤技術」	
9/6	赴橫濱 Toshiba 公司實習「CCS 淨煤技術」	
9/7	橫濱⇨福岡(行程)	
9/8	赴福岡 Toshiba 公司實習「CCS 淨煤技術」	
9/9	福岡⇨台北(返程)	

## 參、實習內容

### 3.1 三菱重工 IGCC 淨煤技術

近年來隨著天然氣及石油價格不斷的攀升，煤炭氣化又重新引起各界的興趣，目前世界上現有氣化廠，其中約有 39% 的氣化爐係用以生產燃料，19% 用以發電，42% 用以生產化學原料；而作為氣化的原料 (feedstock) 中，煤炭與石油焦各佔了 49% 與 36% [1]。

為避免溫室效應持續擴大，京都議定書已於 2005 年 2 月 16 日簽署通過，我國雖非簽約國，但如果不對相關規定盡一份心力，難保日後不會遭受貿易制裁，雖然於 2009 年 12 月於丹麥哥本哈根舉行的氣候會議未能達成一致的協議，主要僅達成三項「認知」，然各國仍積極進行二氧化碳減量之相關措施，以避免地球暖化的效應進一步惡化，降低二氧化碳排放的方式有很多，目前仍處於各家爭鳴的時代，其中煤炭氣化結合二氧化碳脫除技術及複循環發電的方式，有可能成為未來電力產生的重要選項之一。

煤炭氣化複循環發電技術雖已歷經 20 年以上之研發與測試，惟從現存之示範電廠所展現之可靠度及價格競爭力而言，是項技術仍須艱苦的奮鬥以達公用事業的接受標準。儘管如此，在過去幾年內，歐

洲新一代以煉油廠為標的之氣化技術結合複循環發電其商用可用性已跨過 90% 的門檻，令人對其未來充滿著期待。表面上該項技術之投資成本較傳統之粉煤式鍋爐發電技術為高，但這僅是著眼於設備取得成本之高低，至於超低之  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_x$  及粒狀污染物排放及二氧化碳捕捉所需之相關成本則未納入考量，以並未賦予真正公平的比較基準，日後若加計 85% ~ 90% 的二氧化碳脫除成本則氣化技術結合複循環發電方式將可縮小與傳統燃煤電廠之成本差距，甚至有可能扭轉成本之劣勢 [1]。此外，隨著氣渦輪機 (GT) 與氣化之結合技術的日益精進與 GT 之大型化亦有助於降低其單位發電量之成本。

一般採用天然氣為燃料的複循環機組通常會標明在燃用標準的燃料及運轉條件下之性能供使用者評估其經濟性，然而以氣化技術結合複循環發電方式的性能與競爭力之評估，因牽涉範圍甚廣，包含所使用之原料、氣化之技術（吹氧式或吹空氣式、溼式或乾式、一段式或二段式……等等）、GT 與氣化系統結合之程度、原始合成燃氣所採用之淨化技術、 $\text{NO}_x$  之控制技術……等等。因此，不易訂定標準化之性能據以評估其經濟性與競爭力。

GE Energy、Siemens、MHI 為目前同時擁有專供煤炭氣化複循環發電使用之氣化爐與 GT 設計能力的 OEM (Original Equipment

Manufacturer) 廠商，其中 GE Energy 與 Siemens 之氣化爐係採用吹氧式之設計，而 Mitsubishi 則係採用吹空氣式之設計，採用後者之設計方式雖可節省 ASU (Air Separation Unit) 的費用，然經由氣化所產生之合成燃氣 (syngas) 的熱值約只達吹氧式的一半，對於相同的熱值需求而言，合成燃氣淨化系統的處理容量約略需增加一倍，目前孰優孰劣仍無定論。由於煤炭氣化複循環發電廠的複雜性，終端使用者逐漸傾向於選擇具有統包服務能力的廠家，並由該廠商負責出具整廠性能之保證，以減少彼此日後之爭議。

MHI 的氣化技術分為兩大主流，吹空氣式的氣化爐結合高溫氣渦輪機組合成 IGCC 電廠，吹氧式的氣化爐則用以生產化學產品，包含：取代天然氣 (SNG)、煤轉換成液態燃料 (CTL)、氨 (NH<sub>3</sub>) 等等。圖 3-1 為 MHI 氣化技術發展歷程圖，日本 IGCC 技術的研發源於 1970 年代初期，考慮電廠的簡單性及經濟性，遂選擇吹空氣式的氣化爐為發展的主軸。以煤炭氣化的方式產生低熱值的煤氣之研發始於 1974 年煤礦開採研究中心的夕張 (Yubari) 測試廠，而日本電力中央研究所 (Central Research Institute of Electric Power Industry, CRIEPI) 及 MHI 則於 1982 年開始投入 2t/d 噴流床氣化爐的研發，該氣化爐原先係用以作為 Nakoso IGCC 先導型電廠 (pilot plant) 程序發展單元 (Process Development Unit: PDU) 之用，也用以作燃煤於 Nakoso

IGCC 先導型電廠進行氣化測試前的氣化初步測試。由於日本大部分的能源皆仰賴進口，因此殷切地盼望可以日本自有技術為基礎，發展更有效率的先進型 IGCC 系統，於是 NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) 委託 CRIEPI 執行可行性研究，包括：評估 4 種不同型式的氣化爐及其所採用之進料方式（乾式/濕式）、用以氣化之氣體（氧氣/空氣）與氣體淨化系統的型式（乾式/濕式）。在環境及經濟性的考量下，以乾式進料搭配吹空氣式氣化爐配合乾式或濕式的氣體淨化系統獲得較高的評價，若考量未來高效率系統的發展，以選用乾式的氣體淨化系統較佳。IGCRA (Engineering Research Association for Integrated Coal Gasification Combined Cycle Power Systems) 接受 NEDO 的委託於日本福島縣岩城市常磐共同火力勿來 (Nakoso) 電廠建造一 200 t/d IGCC 的示範廠並執行相關的研究，經過改良後成功的進行運轉測試並解決氣化爐的結渣問題。

IGCRA 在 1998~2002 年於三菱重工長崎 (Nagasaki) 研究所，進行 24t/d 之氣化廠的相關確認測試，2001 年 6 月，北海道電力 (Hokkaido Electric Power Co.)、關西電力 (Kansai Electric Power Co.)、東北電力 (Tohoku Electric Power Co.)、中國電力 (Chugoku Electric Power Co.)、東京電力 (Tokyo Electric Power Co.)、四國電力 (Shikoku Electric Power Co.)、中部電力 (Chubu Electric

PowerCo.,) 、九州電力 (Kyushu Electric Power Co.,) 、北陸電力 (Hokuriku Electric Power Co.,) 、電源開發公司 (Electric Power Development Co., , EPDC) 共同出資成立了淨煤發電研究所 (Clean Coal Power R&D Co., Ltd. , CCP) , 並獲得日本政府經濟產業省 (Ministry of Economy Trade and Industry , METI) 補貼 30% 研究經費, 而由 MHI 獲得 EPC (Engineering, Procurement and Construction) 合約。

圖 3-2 為 MHI 氣化爐示意圖, 為二段式, 採乾式進料, 吹空氣式氣化爐, 煤及焦炭由氮氣飼入至第一段燃燒室 (Combustor) 與空氣及氧氣混合後燃燒, 進行燃燒反應, 煙氣溫度約為 1800°C, 部分的煤則以氮氣飼入第二段的還原室 (Reductor), 進行氣化反應, 藉以降低合成燃氣 (syngas) 的溫度, 此一設計約可使合成燃氣於離開氣化爐時降低 700°C, 合成燃氣與焦炭經由旋風集塵器後, 未反應完全的焦炭將被分離, 再以氮氣送回第一段的燃燒室繼續反應, 使其炭轉換率可高達 99.9%。MHI 二段式的氣化爐設計與 E-Gas 的氣化爐有異曲同工之妙, 主要之差別為 MHI 的設計係採吹空氣式的乾式進料, 而 E-Gas 係採吹氧式的濕式進料。

MHI 於獲得 EPC 合約後, 旋即開始進行 Nakoso 250 MW IGCC

示範電廠之設計，並於 2007 年建造完成，9 月開始試運轉工作，整個 IGCC 示範電廠實證設備之設計、建造及試運轉時程如圖 3-3，將依據既定時程進行以下各項驗證：

- 系統的安全性和穩定性：針對各項設備之啟動、運轉及停機之安全性和穩定性進行驗證
- 可靠性：進行 2,000 小時的連續運轉測試
- 煤種適用性：進行不同種類的煤炭之運轉穩定性測試，以為日後商用機組設計之準備。
- 高效率性：達到設計之目標效率。
- 耐久性：運轉 5,000 小時後，進行點檢以確認各設備及儀器的耐久性。
- 經濟性：依據實證設備之建置、運轉和維修費用，進行商用 IGCC 電廠的經濟性評估。

表 3-1 為 Nakoso IGCC 示範電廠之設計規格，其設計容量為 250 MW，煤炭耗用量約 1700t/d，氣化爐採吹空氣式及乾式供煤，氣體淨化系統採濕式 (MDEA) 加石膏回收，氣渦輪機採 1200°C 等級、50 Hz，以 LHV 為基礎之毛效率為 48%，換算成以 HHV 為基礎之毛效率則為 46%，相對應之淨效率分別為 42% (LHV) 及 40.5% (HHV)，硫氧化物、氮氧化物及粉塵之設計目標分別為 8



ppm、5 ppm 及  $4 \text{ mg/m}^3 \text{ N}$ 。

圖 3-4 為 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠之示意圖，圖 3-5 則為其鳥瞰圖，圖中的空氣分離設備 (Air Separation Unit : ASU) 主要係用以產生輸送煤粉及未完全反應之焦炭所需的氮氣，氧氣只是其副產品，可將氧氣飼入氣化爐中，以提升電廠熱效率。合成燃氣經廢熱鍋爐 (或稱為合成燃氣冷卻器 : Syngas Cooler) 回收熱能產生蒸汽後，經由多孔式過濾器將未反應完全的煤炭以氮氣加壓飼入氣化爐的第一段，繼續進行燃燒反應，以提升其碳轉換率，其餘的合成燃氣則經由濕式氣體淨化系統後，送至氣渦輪機的燃燒室進行燃燒反應，所需的空氣則由壓縮機所供應，該壓縮機除供應燃燒空氣外，亦提供氣化爐氣化所需的空氣，以降低壓縮機的能耗，燃燒所產生的煙氣送至氣渦輪機作功後，高溫排氣則送至廢熱鍋爐回收熱能以產生蒸汽推動汽輪機帶動發電機產生電能輸出。雖然吹空氣式的氣化爐之電廠毛效率低於吹氧式之電廠毛效率，然而其 ASU 遠較吹氧式之氣化爐為小，相對的其耗電量亦遠小於吹氧式的 ASU，是以其輔助電力的消耗較低，反而具有較高的淨效率，關於此點圖 3-6 有清楚的說明。

由於二段式氣化爐第一段與第二段的供煤量為一要參數，第一段的供煤量與空氣量將影響燃燒室的溫度，第二段的供煤量將影響還原

室(氣化)的溫度，進而影響電廠效率，必須依據實際的情況加以調整以獲致最佳的運轉條件。此外，氧氣的質量流率與空氣的質量流率的比值、輸送粉煤的氮氣之質量流率與粉煤的質量流率的比值皆是重要的參數，必須依靠實際之操作條件加以調整，以獲致最佳的運轉條件。

表 3-2 為 MHI IGCC 示範電廠進行可供使用的燃料彈性測試所採用之煤質，包括中國的神華煤、北美 PRB 煤及印尼煤。其中，中國的神華煤屬於煙煤含水量 15.4% (wt)，而北美的 PRB 煤及印尼煤則屬於亞煙煤含水量由 21.7% (wt)到 29.7% (wt)，亦即燃料彈性測試包含煙煤及亞煙煤，經由測試得以確認採用不同的煤種仍可保持示範電廠穩定的發電，其結果如圖 3-7 所示。此外，Nakoso IGCC 示範電廠亦於 2009 年 6 月至 2010 年 6 月進行了 5013 小時的耐久性測試，在測試過程經歷了一些停機事件，這些事件主要係輔機事故所造成，包括：

- 位於多孔性過濾器下方隸屬於焦炭 (char) 再循環系統的旋轉閥門格蘭密封漏氣。
- 隸屬於灰渣處理系統的排渣輸送帶因故障而停止運轉。
- 隸屬於粉煤供應系統的粉煤集煤器發生漏煤現象。

- 隸屬於氣化爐的空氣供應系統之 2 號抽氣冷卻器發生洩漏現象。
- 隸屬於氣化爐的焦炭燃燒器冷卻管發生洩漏現象。

以上輔機的故障經排除及修正後，即未再發生，而經耐久性試驗後，各主要設備並未發生預期外之損壞及老化的現象。

目前 CCP 正依據 Nakoso IGCC 電廠之建造、運轉及維護費用在進行商業化經濟性評估，依過往之經驗粗估 IGCC 之建廠費用較傳統粉煤式鍋爐 (PCF) 高出約 20%，而燃料費用則因 IGCC 之效率高於 PCF，使其低於 PCF 約 20%，電廠之佔地面積亦是一應考量之因素，所幸 IGCC 電廠之佔地面積預期會小於或等於 PCF 電廠，至於維護費用，則須至 2012 年法定的歲修後，所提供之數據將更具參考性。另外，透過運轉參數之調整，IGCC 電廠之負載變動率幾乎已達到 PCF 的水準 (3%/分鐘)。為了使 IGCC 更具商業競爭性，MHI 正努力朝降低設備費用之研究，甚至包括減少零件，以反映各種測試之結果。

提升 IGCC 電廠的商業競爭力除降低建廠費用外，提高電廠效率亦是另一種可行的方案。因此，MHI 透過不斷提升 GT 的進氣溫

度，以達到提升 IGCC 電廠效率之目的，圖 3-8 為 MHI IGCC 電廠採用不同等級的氣渦輪機之熱效率改善趨勢圖。MHI 位於 Nakoso 的吹空氣式 IGCC 示範電廠，目前搭配 1200°C 等級的 701DA 型氣渦輪機，淨效率約在 42% ~ 43% (LHV)，當採用 1300°C 等級的氣渦輪機，淨效率約可提升至 45% ~ 46% (LHV)，當採用 1500°C 等級的氣渦輪機，淨效率約可提升至 48% ~ 50% (LHV)，預期採用 1600°C 等級的氣渦輪機時，淨效率約可提升至 50% (LHV) 以上。目前 MHI 已具備 1500°C 等級燃天然氣的 GT 機組，至於適用於低熱值的 GT 則尚在測試中。

圖 3-10 為吹空氣式 IGCC 附設二氧化碳捕捉系統方塊圖，氣化爐所產生的合成燃氣中的 CO 在 CO 轉化器中經由與水或蒸汽進行化學反應後，將轉化成二氧化碳及氫氣，二氧化碳自合成燃氣中分離後被酸性氣體脫除 (Acid Gas Removal AGR) 系統捕捉，合成燃氣經脫除二氧化碳後，所形成之富氫 (H<sub>2</sub> - rich) 合成燃氣將被用以作為氣渦輪機的燃料，而所捕捉到二氧化碳經壓縮機加壓後，輸送至貯存場所。附設二氧化碳捕捉功能的 IGCC 系統，CO 轉化器及整套二氧化碳捕捉系統必須依據所捕捉的二氧化碳純度及捕捉率進行最佳化調整與設計。

圖 3-11 為 MHI 吹空氣式 IGCC 附設二氧化碳捕捉系統與吹氧式 IGCC 附設二氧化碳捕捉系統之電廠效率比較圖，由於 MHI 吹空氣式 IGCC 系統省卻了耗能的 ASU 系統，即使附設 CCS 系統後，仍較吹氧式之乾式 IGCC 技術的效率高約 3%，由於 CO 轉換器必須與水或蒸汽進行化學反應，因此當二氧化碳捕捉率逐漸升高時，乾式與濕式的電廠效率將逐漸靠近。

對於附設 CCS 捕捉系統的 IGCC 電廠而言，以富氫為燃料之 GT 亦為其關鍵之技術，MHI 目前已累積了 12 部以富氫為燃料之 GT 的實績，總運轉時數超過 1,670,000，氫在燃料中的含量自 10% ~ 90%，甚至 100% MHI 也認為沒有問題，詳細的經驗如圖 3-12 所示，至於各項技術之發展與合作夥伴的分工情形如圖 3-13 所示。

日本政府目前正在以 Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠進行 CCS 實證試驗的可行性研究，圖 3-14 為其示意圖。該研究主要係針對二氧化碳的捕捉及分離的方法、捕捉 10% 及 100% 二氧化碳時的合成燃氣之處理方式及訂定 CCS 系統的初步規格。

MHI 原先對於澳洲昆士蘭的 ZeroGen 計畫抱持極大的期待，該計畫規劃採用 MHI Air-Blown 的 IGCC 技術，設計容量為 530 MW，二氧化碳捕捉率自 65%~90%，圖 3-15 為其示意圖。MHI 已

完成該計畫之可行性評估，然不幸地，昆士蘭因洪水而取消了 ZeroGen 計畫，目前 MHI 仍在積極地尋找第一部商業 IGCC 機組的客戶。

當位於 Nakoso 的 IGCC 示範電廠，一切都按既定計畫進行測試時，日本於 2011 年發生 311 大地震，雖然該示範電廠未遭地震損壞，然接下來的海嘯摧毀了部分設施，圖 3-16 為海嘯侵襲該處時的照片，經全力搶修後，已於 7 月底修復完成，並投入發電的行列，目前以發電為主，以支援缺電嚴重的東日本。

### 3.2 Toshiba CCS 淨煤技術

目前全球的電力需求量超過 20 萬億度電，預計這個需求量每年仍將以 2% 的速度增加，從電源結構來看，利用燃燒化石燃料的火力發電約佔總發電量的 67%，由於化石燃料具有價格便宜、供應穩定的優點，加上 311 地震所引發的福島效應，導致各國對核能政策更趨保守。因此，預期日後火力發電的比例仍將持續升高，然而燃燒化石燃料將產生二氧化碳，而二氧化碳被認為是造成全球暖化的重要原因，為了紓緩二氧化碳對全球暖化的衝擊，近年來各種二氧化碳捕捉技術紛紛崛起，一般大致可區分為燃燒後捕捉（Post Combustion

Capture : PCC)、純氧燃燒 (Oxy-Fuel Combustion) 及燃燒前捕捉 (Pre Combustion Capture) 三大類，圖 3-17 為此三類技術之示意圖。燃燒後捕捉技術一般適用於傳統的火力電廠，其優點為：技術已經驗證及應用範圍廣泛，舉凡新建電廠、既有電廠改建、複循環電廠及工業電廠皆適用，其缺點為：捕捉二氧化碳的能耗可觀及設備之成本高昂。純氧燃燒的優點為：因煙氣中不含氮氣，捕捉二氧化碳的設備體積較燃燒後捕捉技術所採用的設備為小，鍋爐的體積亦較少小，其缺點為：ASU 的能耗可觀且設備成本高昂。燃燒前捕捉技術一般適用於 IGCC 電廠，由於此類電廠之燃料氣體處於高壓，因此捕捉設備之體積較小，其缺點為：ASU 的能耗可觀及整體的設備成本高昂。

2005 年的二氧化碳排放量約為 270 億噸，推估 2050 的二氧化碳排放量將達 620 億噸，屆時環境溫度將上升  $6^{\circ}\text{C}$  以上，為了將環境溫度的上升量控制在  $2\sim 2.4^{\circ}\text{C}$  內，需將大氣中的二氧化碳的濃度維持在 450 ppm 以內。因此，需逐步的降低二氧化碳排放量，推估需在 2050 年將其排放量自 620 億噸降至 140 億噸，是以需透過各種不同的減量技術方可達到，在能源供給端方面，須藉助提升發電效率、切換燃料、使用再生能源、核能、發電業及工業界的 CCS 技術，而在能源消耗端則須藉助終端使用者的燃料切換、提升終端使用者的燃料使用效率及提升終端使用者的用電效率，圖 3-18 為降低二氧化碳排

放量所需之技術示意圖，該圖對於各類技術之配比作了一概括性的描述。

基於 CCS 為未來降低二氧化碳排放量的選項之一，Toshiba 公司認為燃燒後捕捉二氧化碳的技術，不僅可以應用於新建的電廠，只要既有的電廠具有足夠的空間容納二氧化碳捕捉設備，則亦適合經由改建後，安裝該設備。圖 3-19 為 Toshiba 公司在 CCS 技術的佈署情形，Toshiba 公司約於 2005 年開始進行 CCS 的研發，隨後建立小容量的先導型 CCS 電廠，目前仍在針對各個程序進行測試，短期將以建立全尺度的示範電廠為目標，之後再進行商業化機組的驗證與推廣。此外，Toshiba 公司亦透過提升既有電廠之效率的策略來達到降低二氧化碳排放量的目的，現階段先針對既有之次臨界 (SC) 及超超臨界 (USC) 機組，進行效率提升，並持續發展先進型超超臨界 (A-USC) 機組之效率提升技術，至於 A-USC 機組附設 CCS 設備則列為該公司長期之發展目標。

單位發電量所產生之二氧化碳排放量與機組之效率成反比，因此效率最高的 A-USC 機組具有最低的二氧化碳排放量，反之效率最低的次臨界機組則具有最高的二氧化碳排放量。由於 CCS 必須耗用的能源十分可觀，亦有人建議採用 CCS 進行二氧化碳捕捉時，只需將



其單位發電量之排放量降至燃用天然氣之複循環機組的準位即可。如此，不僅可兼顧環保又不致損失太多的發電量，是一個可以考慮的方向。圖 3-20 為 SC、USC、A-USC、複循環火力電廠之效率與單位發電量之二氧化碳排放量示意圖，當將 USC 機組之排放量降至與複循環火力電廠相同準位時，機組效率大致能維持與 SC 相同的準位，而若將 A-USC 的排放量降至與複循環火力電廠相同準位時，則機組效率大致能維持與 USC 相同的準位。

全球暖化導致地球環境溫度不斷攀升，而二氧化碳被認為是造成全球暖化的主要元凶之一，因此二氧化碳減量的議題持續在全球延燒，未曾停歇。為了發展燃燒後二氧化碳捕捉技術 (Post Combustion Capture: PCC)，Toshiba 遂於 Mikawa 電廠內建置了以 Amine-based 化學吸收式，處理容量 10 ton-CO<sub>2</sub>/day，煙氣流量 2100 Nm<sup>3</sup>/hr 之 PCC 先導型電廠，並於 2009 年 9 月 29 日開始進行測試，主要針對實際的電廠煙氣進行 CCS 系統測試，以驗證系統之性能、操作性及維護性，以供系統放大設計之參考，截至 2011 年 7 月，該系統已運轉超過 5,000 小時，圖 3-21 為 Mikawa 電廠 PCC 系統概要及其設置目與遠眺圖。

圖 3-22 為 Mikawa 電廠 PCC 系統示意圖，PCC 系統之煙氣取

自電廠的 FGD 出口處，經鼓風機加壓後，由於 SO<sub>x</sub> 的含量過高會使二氧化碳的吸收劑的性能劣化，一般電廠所附設之 FGD 無法滿足 PCC 之系統需求，為了將煙氣中之 SO<sub>x</sub> 含量降至 10 ppm 以下，必須額外再新增一 FGD，以確保 PCC 之性能，煙氣經過吸收塔後，二氧化碳將被吸收劑所吸收，脫除二氧化碳的煙氣則自煙囪排至大氣，吸收劑吸收二氧化碳後稱為富溶劑 (rich solvent)，富溶劑將被送至再生塔並利用引自中壓汽機排汽之蒸汽加熱進行溶劑的再生，富溶劑經再生後稱為稀溶劑 (lean solvent)，此時二氧化碳將自富溶劑中分離，經冷凝壓縮輸送至封存場址，吸收塔大約維持在 35~40°C，高溫的稀溶劑經與富溶劑熱交換並冷凝至吸收塔的工作溫度後，送回吸收塔。

圖 3-23 為 Mikawa 電廠 PCC 系統測試時程表，其中程序評估係用以確認各程序均可穩定之運作及各種量測均具良好之精確性，性能測試則用以尋求更好的二氧化碳捕捉效率，連續運轉測試係用以確認系統運轉時之可靠性，負載變化測試係用以評估暫態運轉的響應，吸收劑壽命測試係用以評估吸收溶劑實際應用於現場煙氣的性能衰減情形，截至 2011 年 7 月已經累計進行了 5,255 小時的測試。

圖 3-24 為 Mikawa 電廠 PCC 系統進行 CO<sub>2</sub> 捕捉效率測試

所得結果，對於 90% 二氧化碳捕捉效率所需的再生能耗約為 3.2 ~ 3.3 GJ/t-CO<sub>2</sub>，經由系統程序的改良約可使能耗下降 15 ~ 20%，至於所捕捉的 CO<sub>2</sub> 純度則大於 99%。

圖 3-25 為 Mikawa 電廠 PCC 系統進行吸收溶劑壽命測試所得結果，在煙氣的流率及溫度、吸收劑的流率及溫度、吸收溶劑再生所輸入的熱量維持一定的條件下，經過 3,000 小時的運轉測試後，吸收溶劑大致仍能維持在 90% 二氧化碳捕捉效率，其性能只有小幅的衰退，日後將另外進行有機酸與胺等性能衰退之產物增加率的測試。

圖 3-26 為 Mikawa 電廠 PCC 系統進行動態響應測試所得結果，實驗的目的主要係確保所建立之動態模擬模型之正確性，對於蒸汽流量突然變動的動態響應，經由動態模型模擬所得之動態響應與實驗所得之結果具有高度之一致性，因此可以有效地掌握適當的電廠控制模式。

圖 3-27 為 PCC 系統進行腐蝕測試所得之結果，經由測試結果得知吸收塔的所有元件既無腐蝕亦無薄化的情形發生，然而對於再生塔而言，碳鋼會發生腐蝕及薄化的現象，而 SUS 則不會發生腐蝕及薄化的現象。

圖 3-28 PCC 系統二氧化碳捕捉能耗改良推移圖，經由不斷的程序改良後，PCC 系統二氧化碳捕捉能耗已由初始的 3.2 ~ 3.3 GJ/t-CO<sub>2</sub> 降低到 2.6 GJ/t-CO<sub>2</sub>，未來將以 2.0 GJ/t-CO<sub>2</sub> 為目標。而圖 3-29 則為火力電廠裝設 PCC 系統，在不同的吸收溶劑與程序下對電廠效率之影響評估，採用 MEA 的程序約將使電廠效率下降 16.3%，Toshiba 第一代的技術（二氧化碳捕捉能耗約 3.2 ~ 3.3 GJ/t-CO<sub>2</sub>）約將造成電廠效率下降 13.8%，經由程序的改良所發展出第二代的技術（二氧化碳捕捉能耗約 2.6 GJ/t-CO<sub>2</sub>）約將造成電廠效率下降 11.5%，未來所發展的創新技術（二氧化碳捕捉能耗約 2.0 GJ/t-CO<sub>2</sub>）將朝僅使電廠效率下降 10.3% 為目標。

圖 3-30 為 Toshiba 對於 PCC 系統模組化設計的示意圖，模組化的設計可讓電力供應業者針對不同階段的二氧化碳排放法規作更彈性的規劃，當部分模組故障時其他模組仍能繼續運轉，而圖 3-31 則更進一步的將火力電廠結合 PCC 系統結構示意圖完整地展現，二氧化碳捕捉系統需與電廠的性能與運轉性作適當的搭配，以提高電力供應業者裝設之意願。

本公司所排放的二氧化碳量約占全國總排放量的三分之一，且皆屬固定排放源，對於二氧化碳排放減量責無旁貸，在日本福島核電廠

事故後，政府對於興建核能機組的態度顯得更為謹慎，加上核一、核二、核三發電廠不延役，屆時將面臨更大的減碳壓力，因此目前新增的火力機組大都以高效率的複循環機組及超臨界機組為主，以降低單位發電量的二氧化碳排放量。此外，仍應密切關注淨煤技術之發展動態，並建立適切的二氧化碳固定處理之減量技術，如此不僅可達二氧化碳減量排放的目的以善盡社會責任，更有助於建立本公司優良之企業形象。

## 肆、結語與建議事項

### 4.1 結語

1. 位於 Nakoso 250 MW 的 IGCC 示範電廠，業已完成 5,000 小時的耐久性運轉測試，不幸於 311 大地震時，遭隨之而來的海嘯摧毀泵浦及馬達等設施，該等設施已於 7 月底修復，並重新啟動，目前以發電為主，以舒緩限電危機。
2. Australian ZeroGen 530 MW Air-Blown IGCC with CCS 電廠，MHI 已完成可行性評估，由於 MHI 對該計畫滿懷希望，惟於昆士蘭遭洪水肆虐後，已取消建廠計畫，MHI 目前仍積極尋找建造第一部商業化機組的契機，雖然 MHI 250MW 的 IGCC 示範電廠具有良好的運轉性能表現，但因缺乏商業化機組之長期運轉實績，因此目前仍非引進該發電技術之恰當時機。
3. MHI 所發展的 Air-Blown IGCC 發電技術，雖然效率稍高於超臨界鍋爐，惟其建廠成本約為 3000~3500 USD/kW 仍遠高於超臨界鍋爐的 2250 USD/kW，目前仍缺乏經濟上之誘因。
4. 日本因無適當的二氧化碳封存場址，Toshiba 所發展的 CCS

技術主要以輸出為主。

5. CCS 的捕捉效率及其性能衰減率深受  $\text{SO}_x$  影響，Toshiba 建議應保持在 5 ppm 以內較佳。因此，燃煤火力電廠現有的 FGD 勢必無法滿足該條件，須另行增設 FGD 或重建既有的 FGD 以滿足 CCS 系統之需求。
6. 燃燒後之 CCS 技術因能耗甚高，Toshiba 目前的技術約可達 2.6 GJ/t  $\text{CO}_2$ ，日後以 2.0 GJ/t  $\text{CO}_2$  為目標，除非法規有特別要求，否則很難具有說服力。
7. Toshiba 的 CCS 之  $\text{CO}_2$  捕捉成本目前約為 50 USD/t  $\text{CO}_2$ ，仍相當昂貴，日後若無法轉嫁使用者付費，將造成公司沉重的負擔。

## 4.2 建議事項

1. MHI 所發展的 Air-Blown IGCC 發電技術，雖然效率稍高於超臨界鍋爐，惟其建廠成本約為 3000~3500 USD/kW 仍遠高於超臨界鍋爐的 2250 USD/kW，且仍無商業化機組的運轉實機。因此，目前仍非引進該發電技術之恰當時機。
2. CCS 雖為火力電廠降低 CO<sub>2</sub> 排放量迅速有效之方法之一，惟該系統能耗甚高，將使電廠之輸出及效率大幅下降。目前捕捉成本仍相當昂貴，日後若因應法規要求增設 CCS 系統，台電公司應積極爭取本於使用者付費的原則，調整電價結構，以減輕公司的負擔。
3. 提高發電效率以降低單位發電量之二氧化碳排放量，十分符合能源有效利用之原則，對於日益枯竭的能源，不失為一個不錯的思考方向。



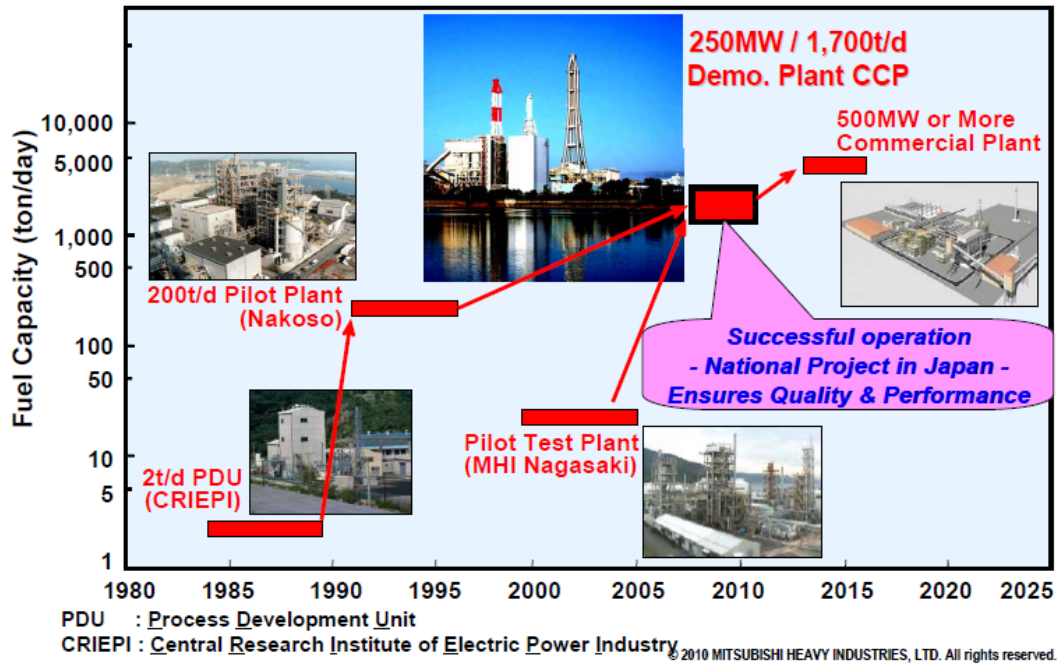


圖 3-1 MHI 氣化技術發展歷程圖[2]

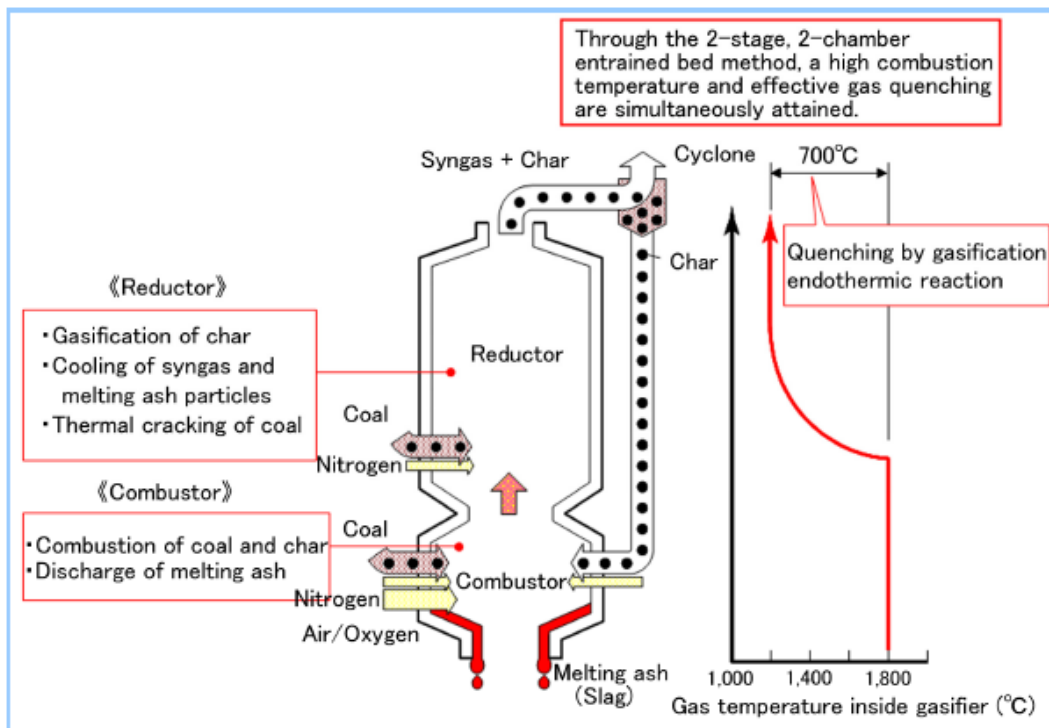


圖 3-2 MHI 二段式氣化爐示意圖[3]

FY (年度)	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Preparatory Verification Study 事先验证试验		[Hatched Bar]												
Design of Demo Plant 实证机设计			[Orange Bar]											
Environmental Impact Assessment 环境影响评估			[Green Bar]											
Construction of Demo Plant 实证机建设						[Yellow Bar]								
Operation test 运行试验											[Red Bar]			

圖 3-3 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠實證時程表[4]

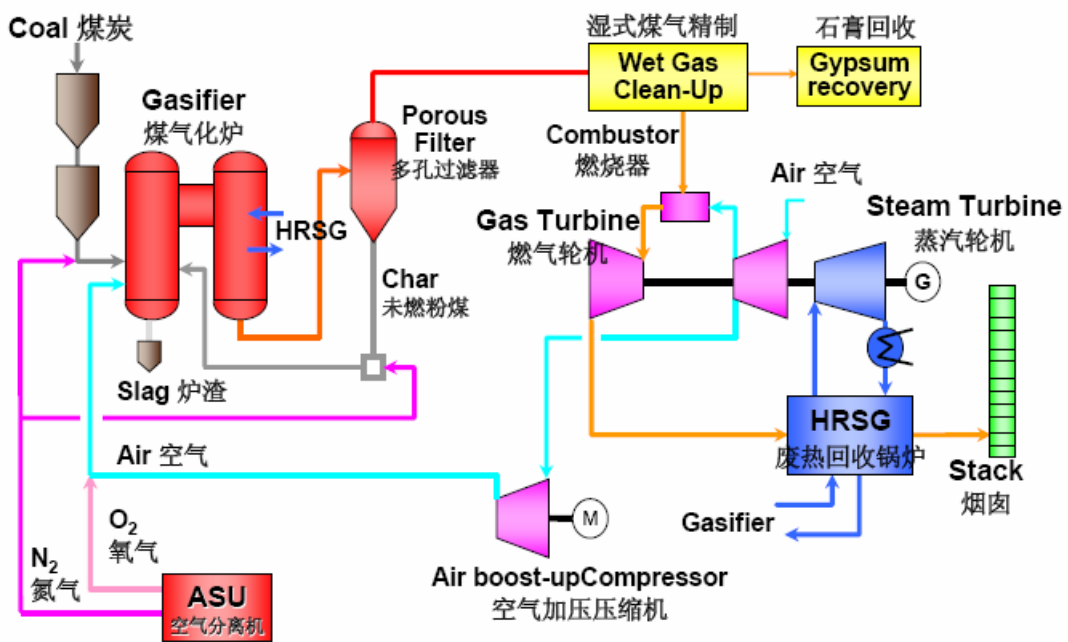


圖 3-4 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠示意圖[4]

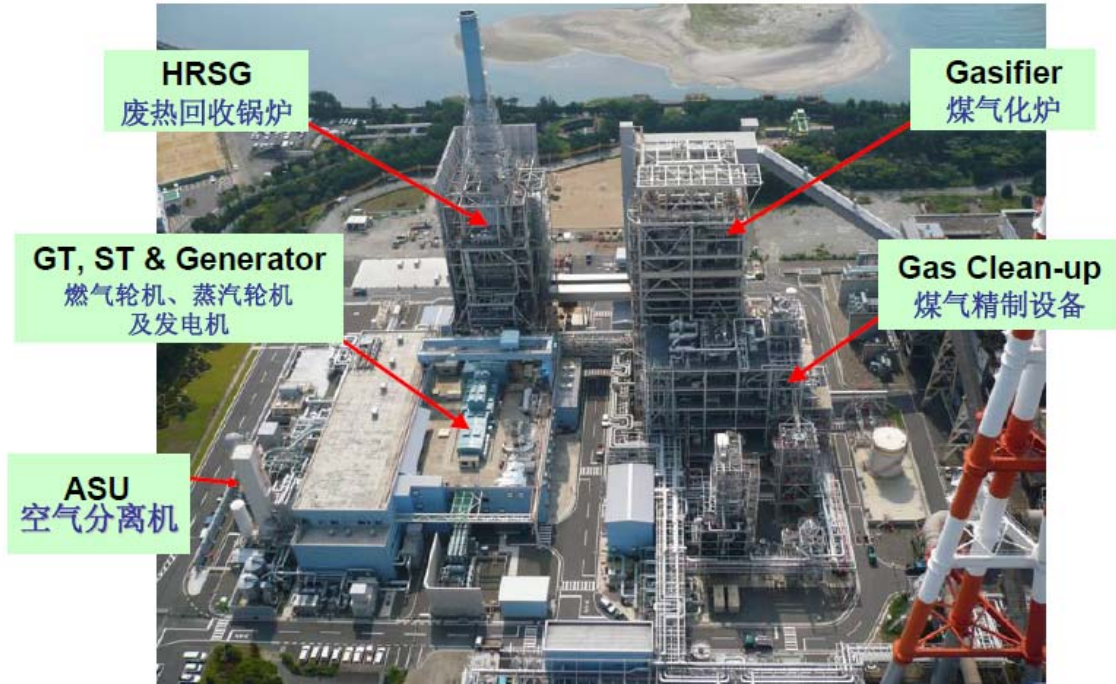


圖 3-5 MHI Nakoso 250 MW IGCC 示範電廠鳥瞰圖[4]

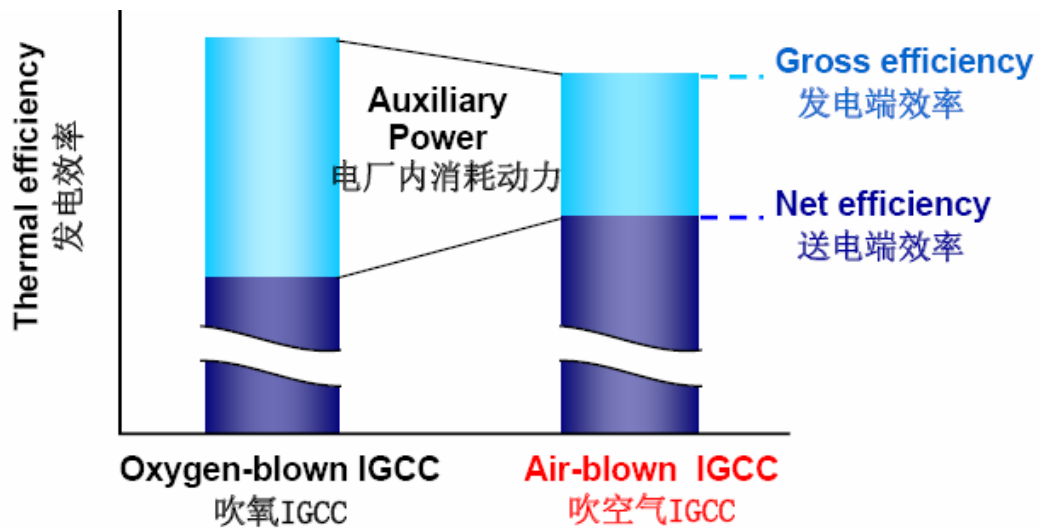


圖 3-6 吹氧式及吹空氣式 IGCC 電廠熱效率比較圖[4]

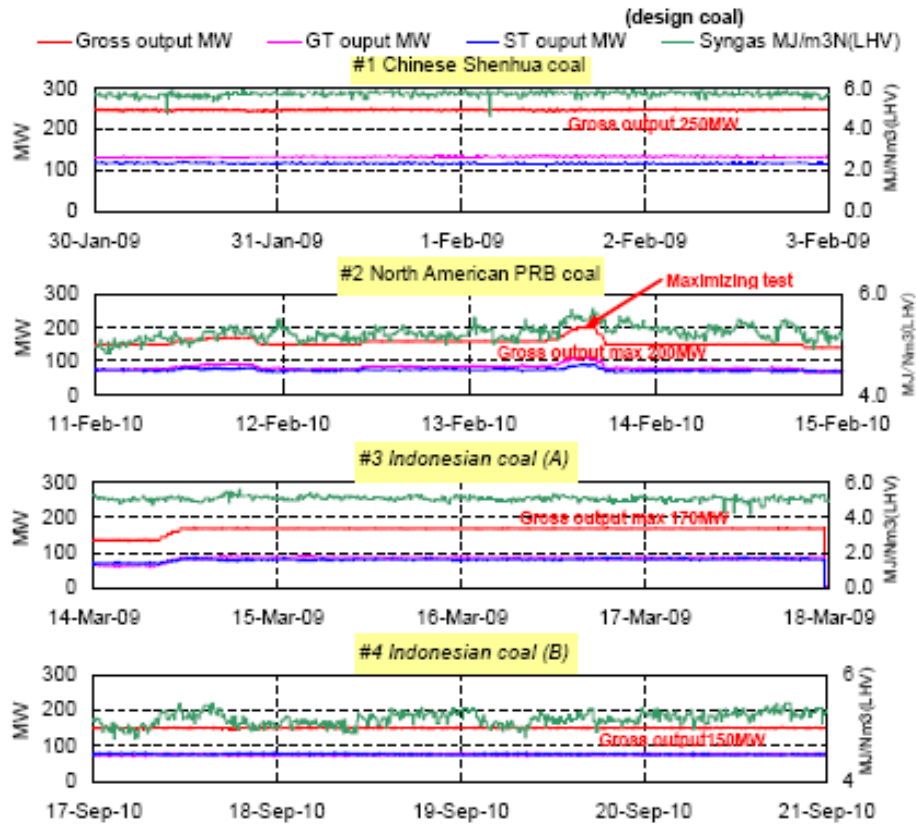


圖 3-7 吹氧式及吹空氣式 IGCC 電廠熱效率比較圖[4]

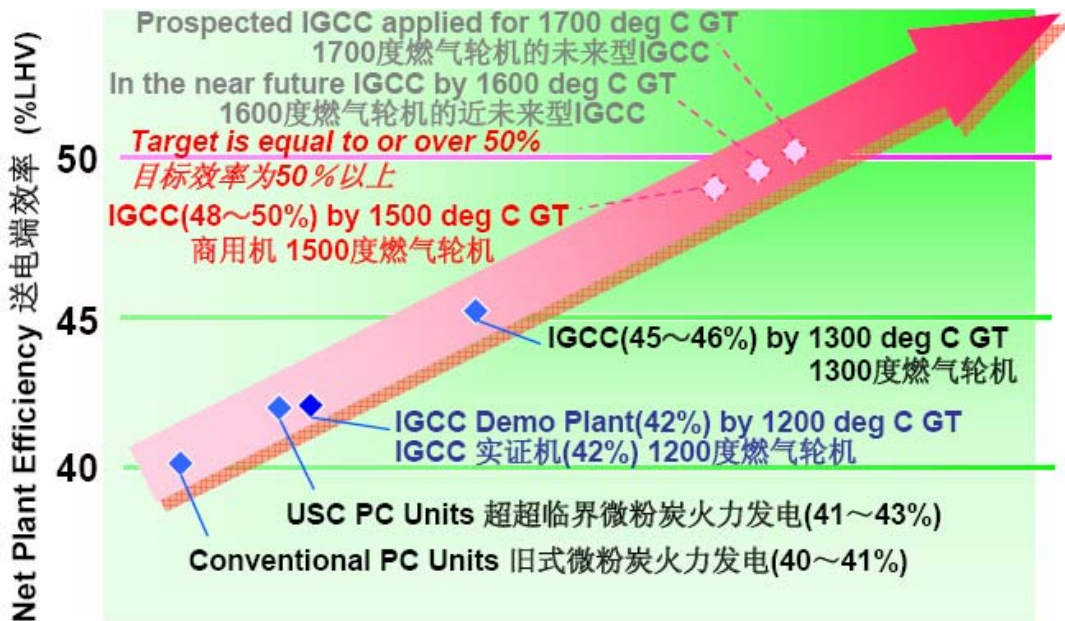


圖 3-8 MHI IGCC 電廠熱效率改善趨勢圖[4]

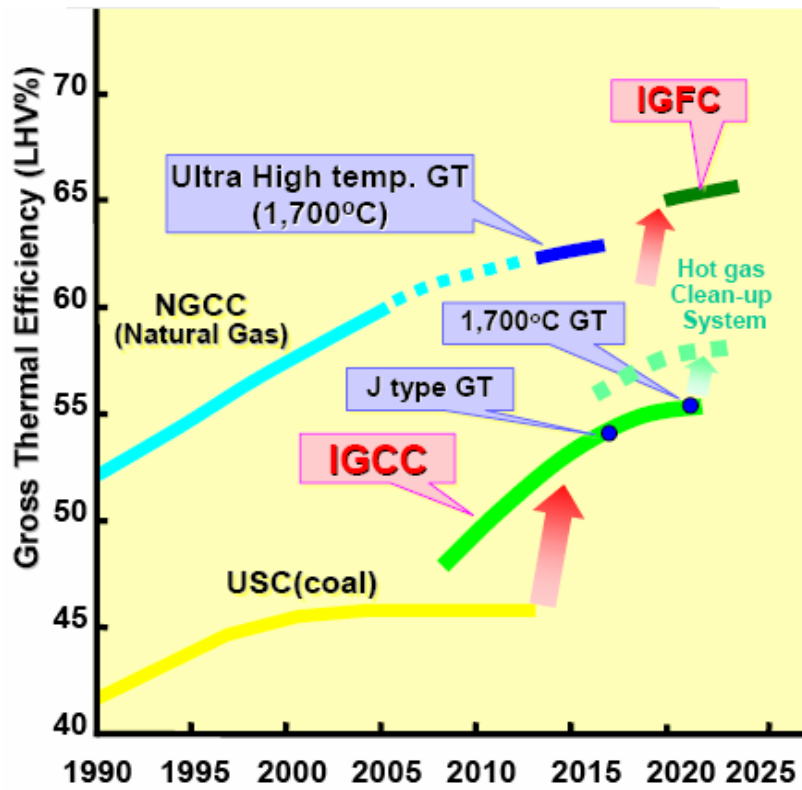


圖 3-9 MHI IGCC 電廠熱效率與不同的火力發電技術比較圖[4]

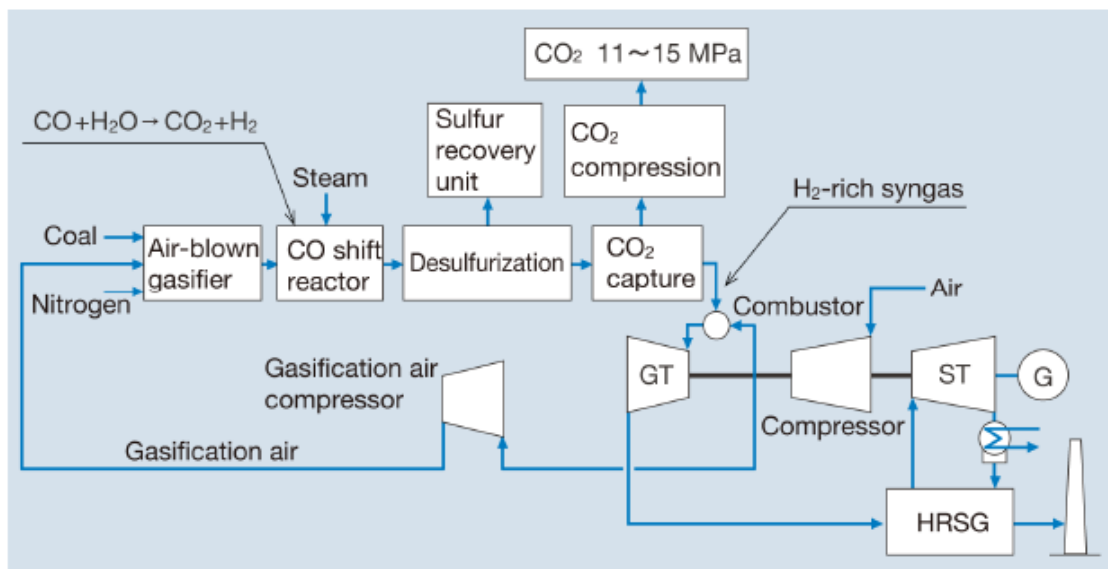


圖 3-10 吹空氣式 IGCC 附設二氧化碳捕捉系統方塊圖[3]

## Air-Blown still has better plant efficiency than Oxygen-Blown even with CCS.

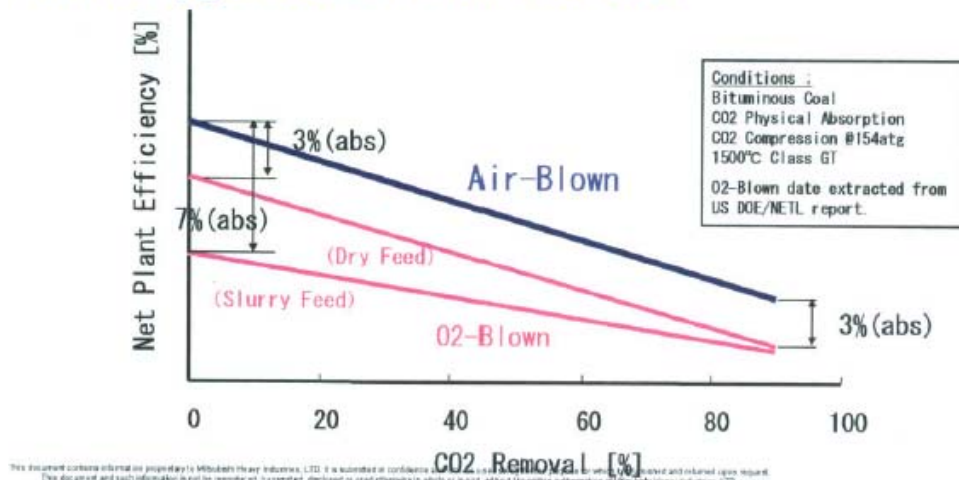


圖 3-11 IGCC 附設二氧化碳捕捉系統之電廠效率比較圖[5]

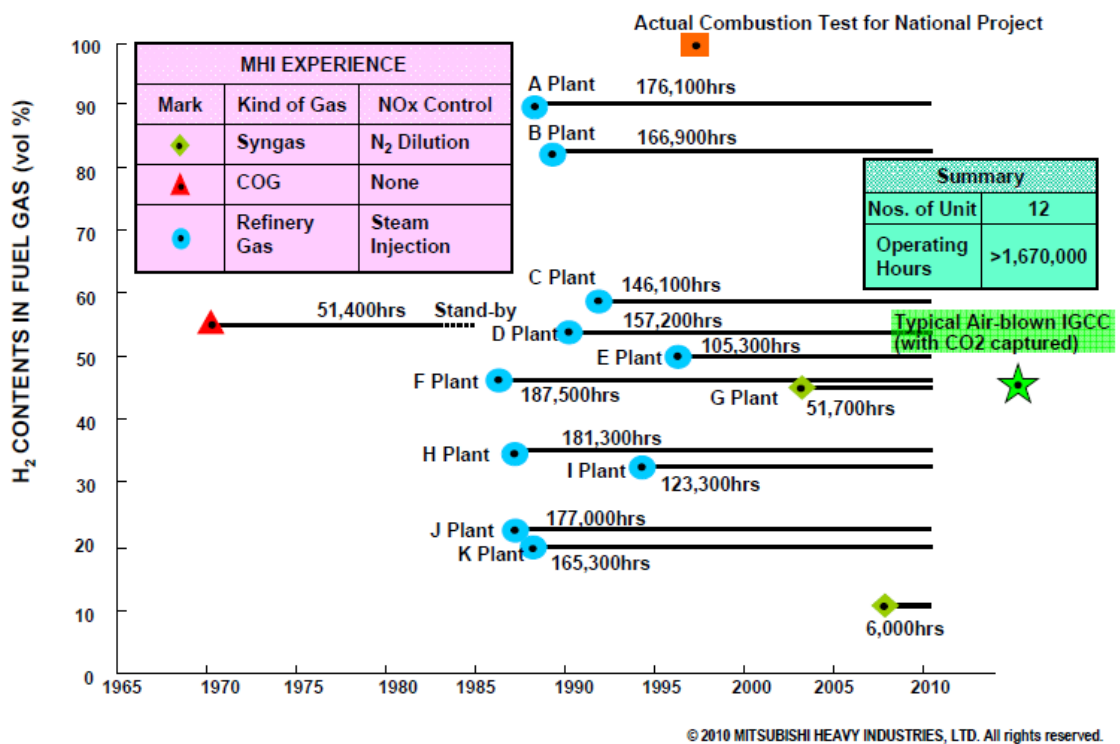
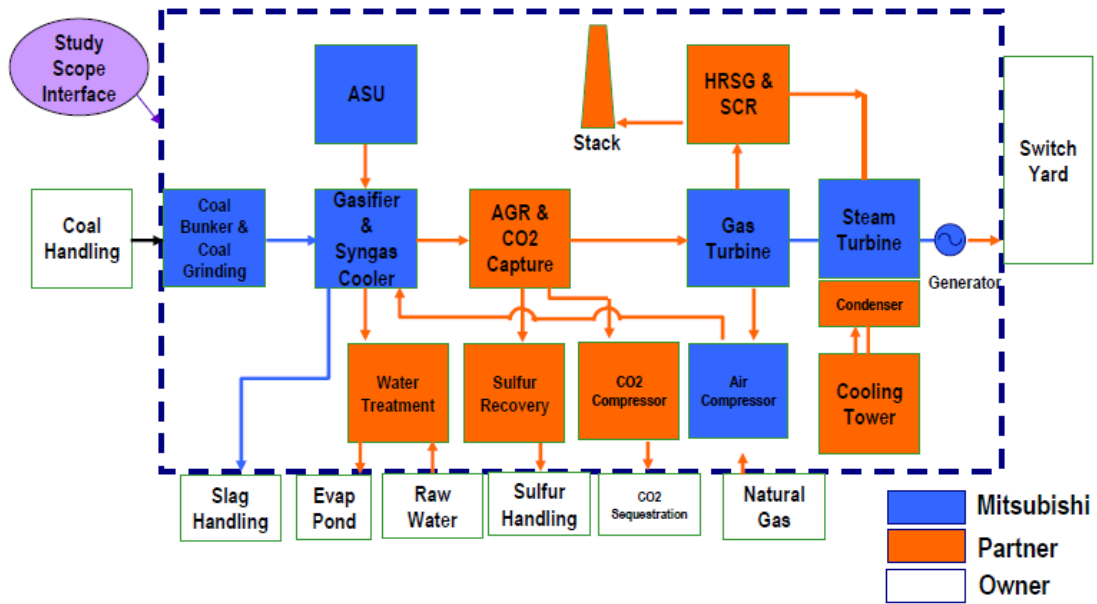


圖 3-12 MHI 以富氫為燃料之 GT 相關經驗[5]



© 2010 MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD. All rights reserved.

圖 3-13 MHI IGCC 附設 CCS 與合作廠商技術分工示意圖[5]

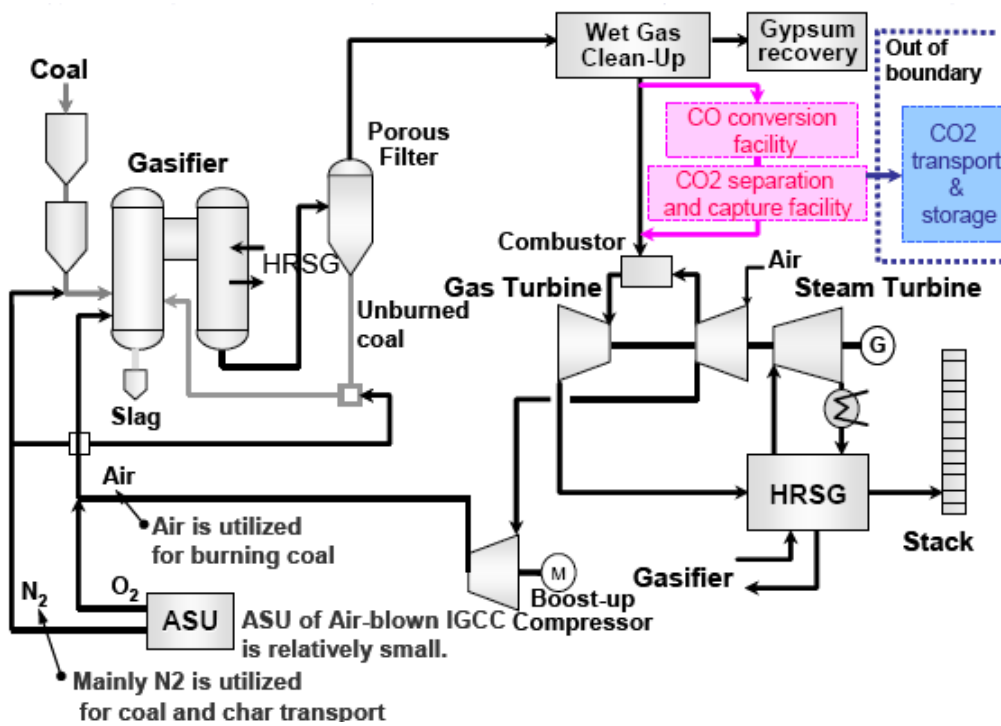


圖 3-14 Nakoso IGCC 示範電廠附設 CCS 示意圖[4]

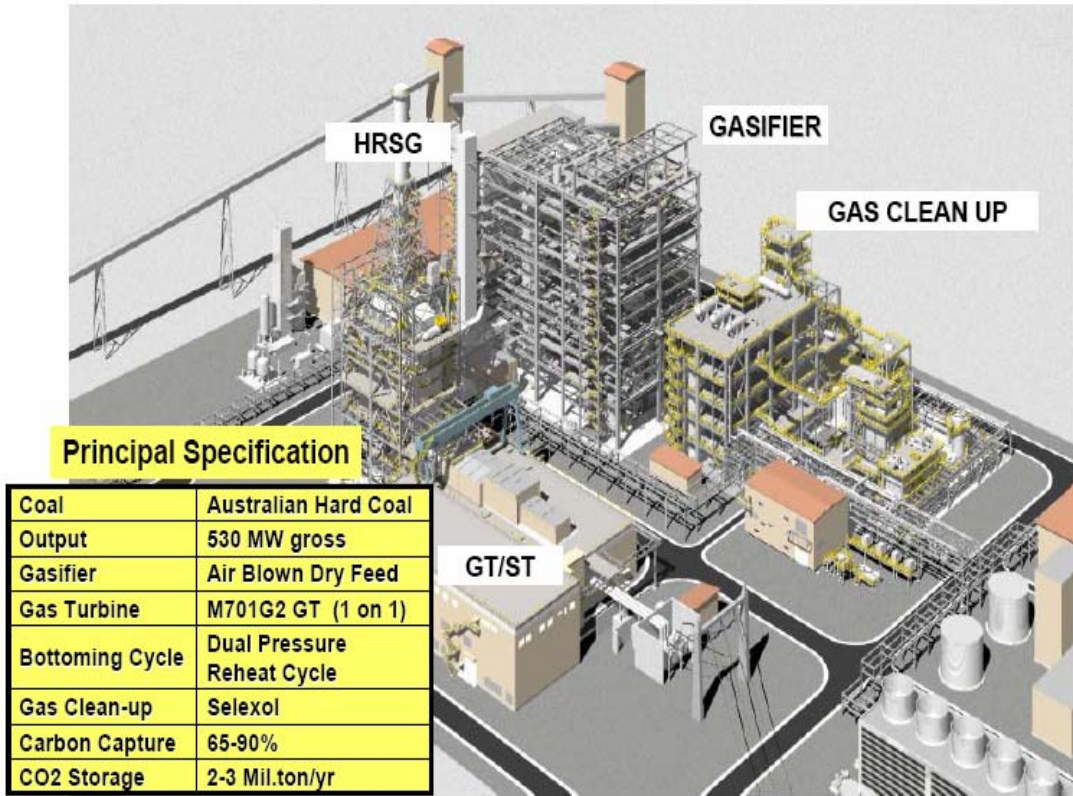


圖 3-15 澳洲 ZeroGen 計畫示意圖[6]



圖 3-16 日本 311 地震，海嘯侵襲 Nakoso 時的相片[4]



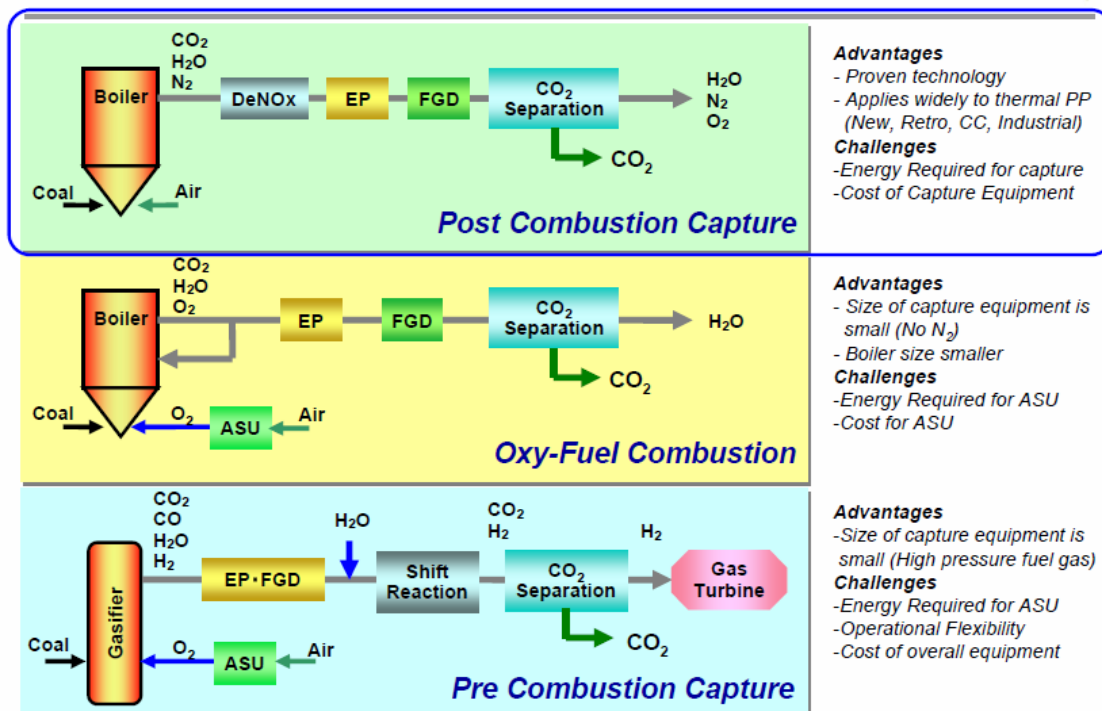


圖 3-17 二氧化碳捕捉技術[7]

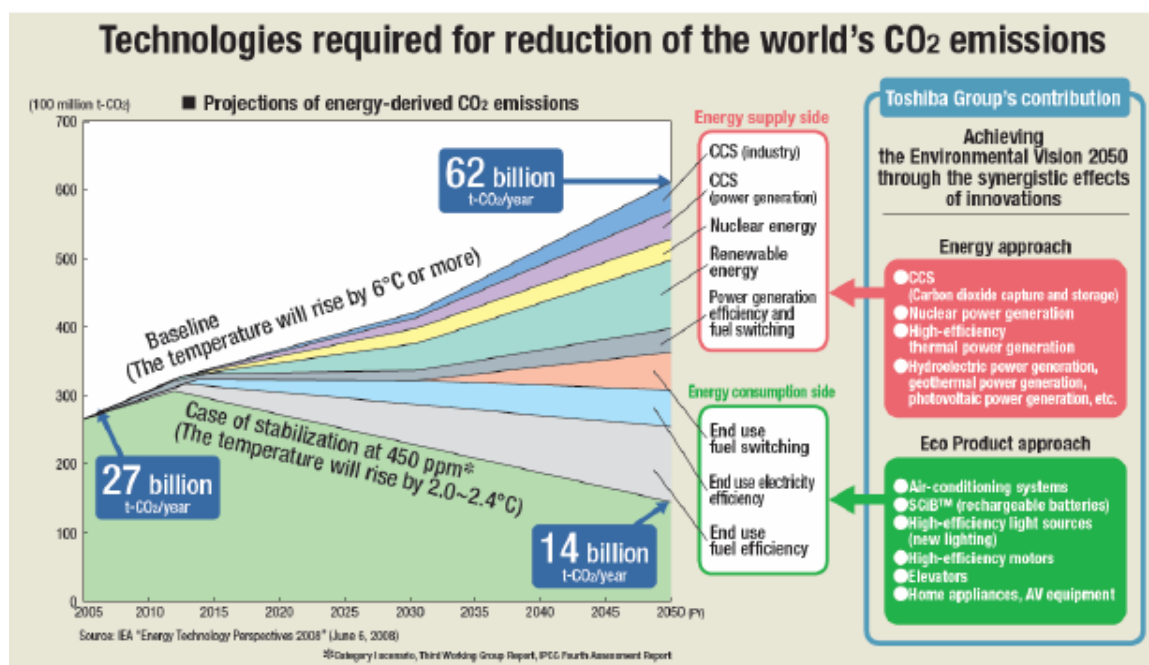


圖 3-18 二氧化碳減量之技術需求[7]

## Subjects

- ✓ Improvement of CO<sub>2</sub> capture energy consumption including new solvent development and integration with power plant system
- ✓ Establishment of large CO<sub>2</sub> capture system design
- ✓ Planning and participation in large CCS/CCU demonstration projects
- ✓ Proposal for CCS readiness plants
- ✓ Integration with high efficiency A-USC technology

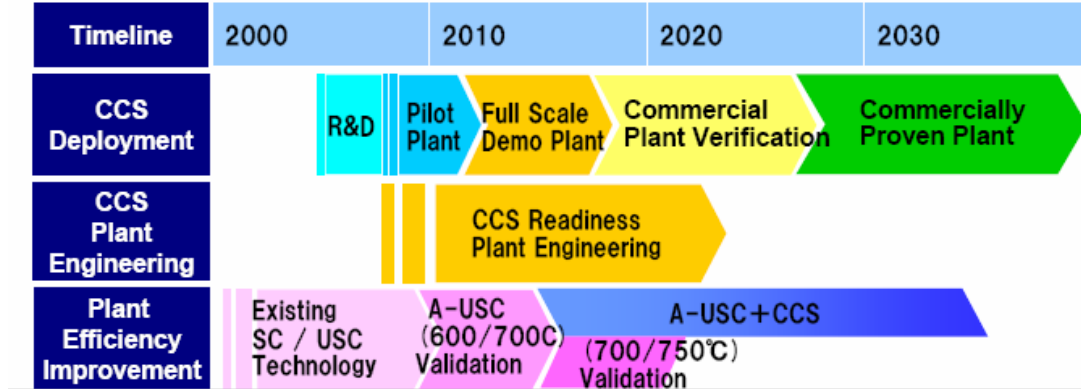


圖 3-19 Toshiba 在 CCS 技術的佈署[8]

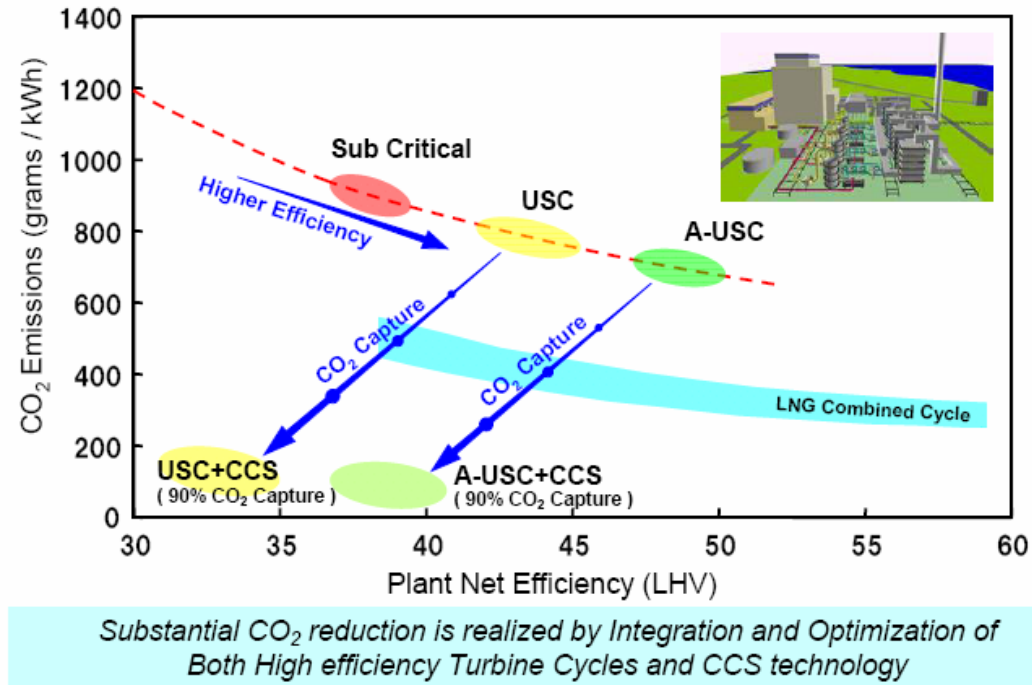


圖 3-20 不同的火力電廠之電廠淨效率與單位發電量之二氧化碳排放量示意圖[7]

**Plant Outline:**

Location: Omuta City, Fukuoka  
Inside Mikawa Thermal Power Plant  
(Property of SIGMA POWER Ariake Co.Ltd.)  
Test Commenced: September 29, 2009  
Carbon Capture Post Combustion Capture  
Technology: Amine-based Chemical Absorption  
Capture Capacity: 10 ton-CO<sub>2</sub> / day  
Flue Gas Flow: 2100 Nm<sup>3</sup> / hour

**Main Objectives:**

- Testing of system using actual flue gas of a live thermal power plant
- Verification of performance, operability, maintainability, etc., in view of scaled up plant design.

**Plant Operating Hours:**

4284 hours on live flue gas  
(as of Feb 1<sup>st</sup>, 2011)



圖 3-21 Mikawa 電廠 PCC 系統概要及其設置目的與遠眺圖[7]

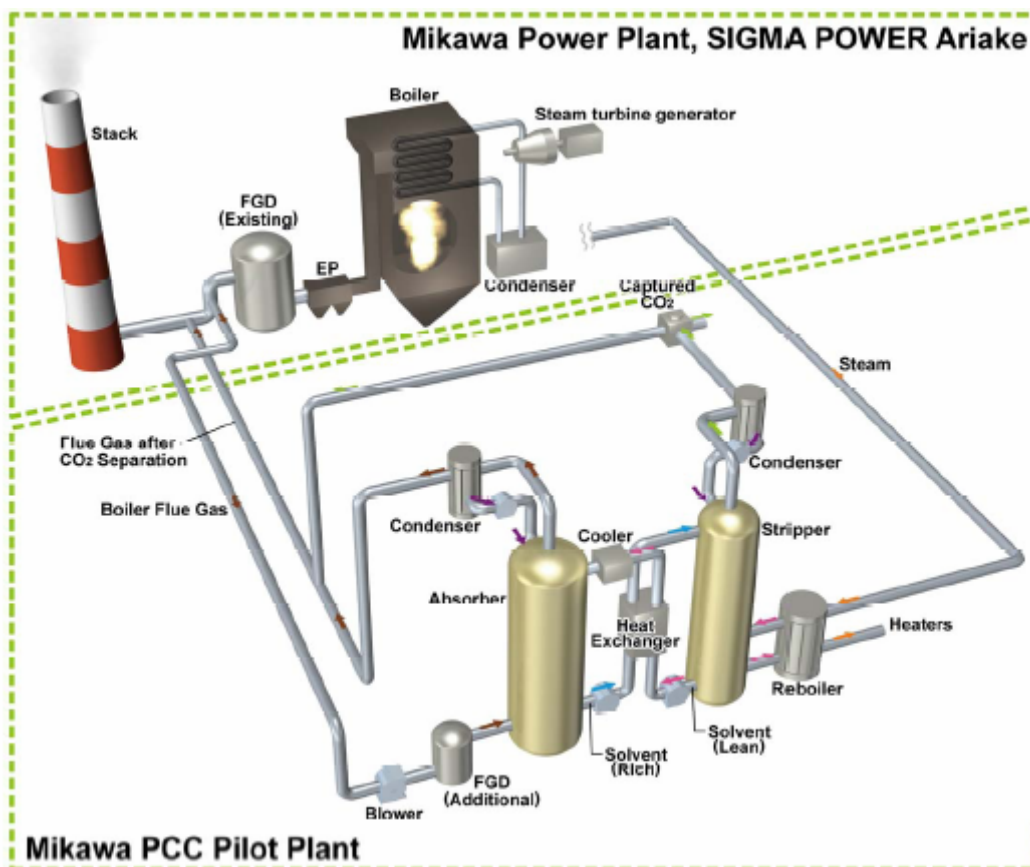


圖 3-22 Mikawa 電廠 PCC 系統示意圖[7]

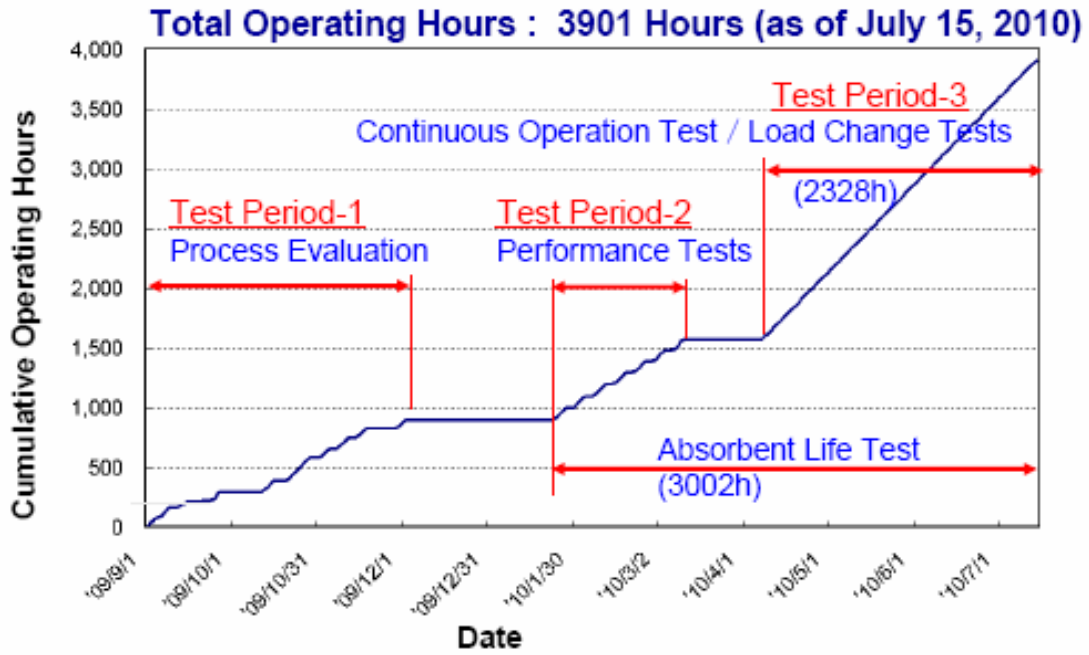


圖 3-23 Mikawa 電廠 PCC 系統測試時程表[8]

- ✓ **CO<sub>2</sub> Regeneration Energy : 3.2~3.3GJ/t-CO<sub>2</sub> at 90% of CO<sub>2</sub> capture ratio**  
Energy consumption will be reduced by 15~20% practically by further system improvement.
- ✓ **Purity of captured CO<sub>2</sub> : >99%**

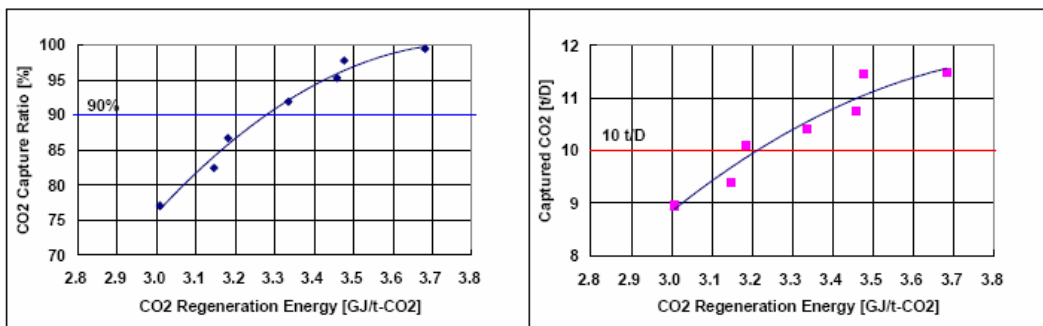
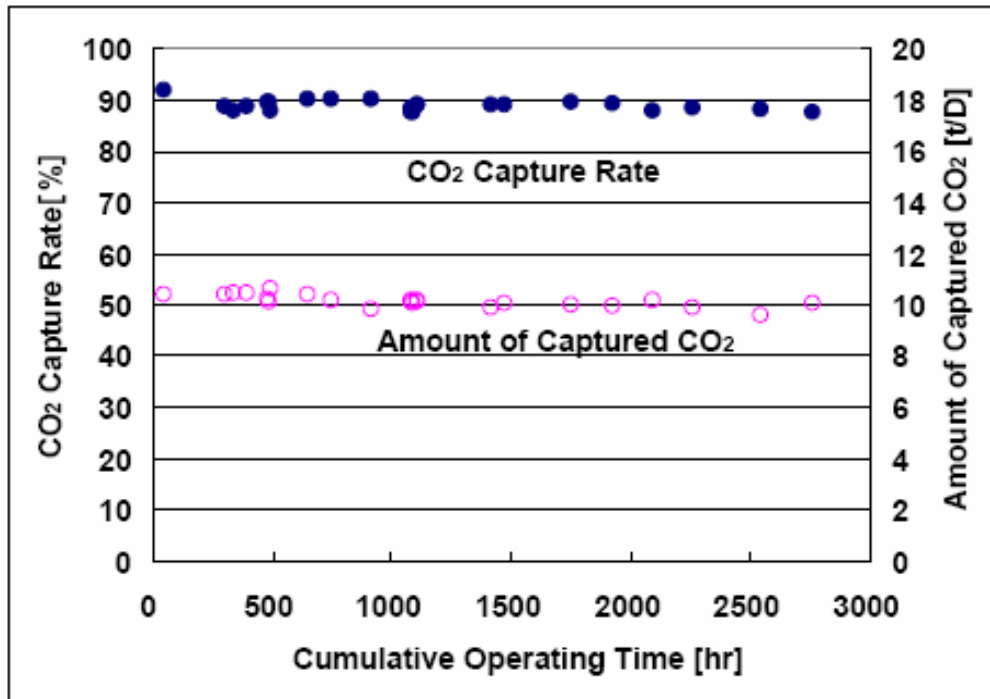


圖 3-24 Mikawa 電廠 PCC 系統 CO<sub>2</sub> 捕捉效率測試結果[8]



Result of Absorbent Life Test

圖 3-25 Mikawa 電廠 PCC 系統吸收溶劑壽命測試結果[8]

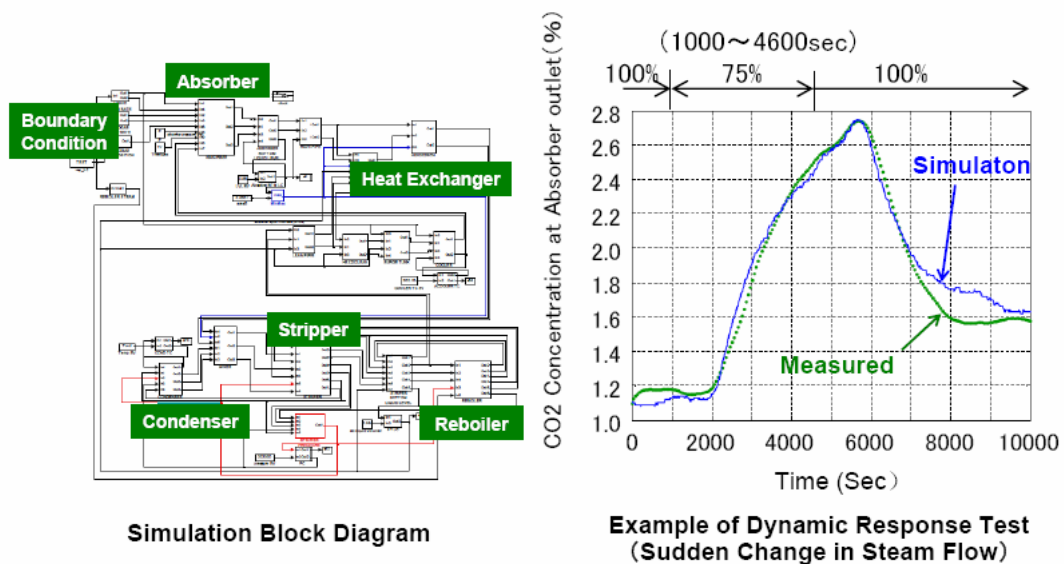


圖 3-26 Mikawa 電廠 PCC 系統動態響應測試結果[8]

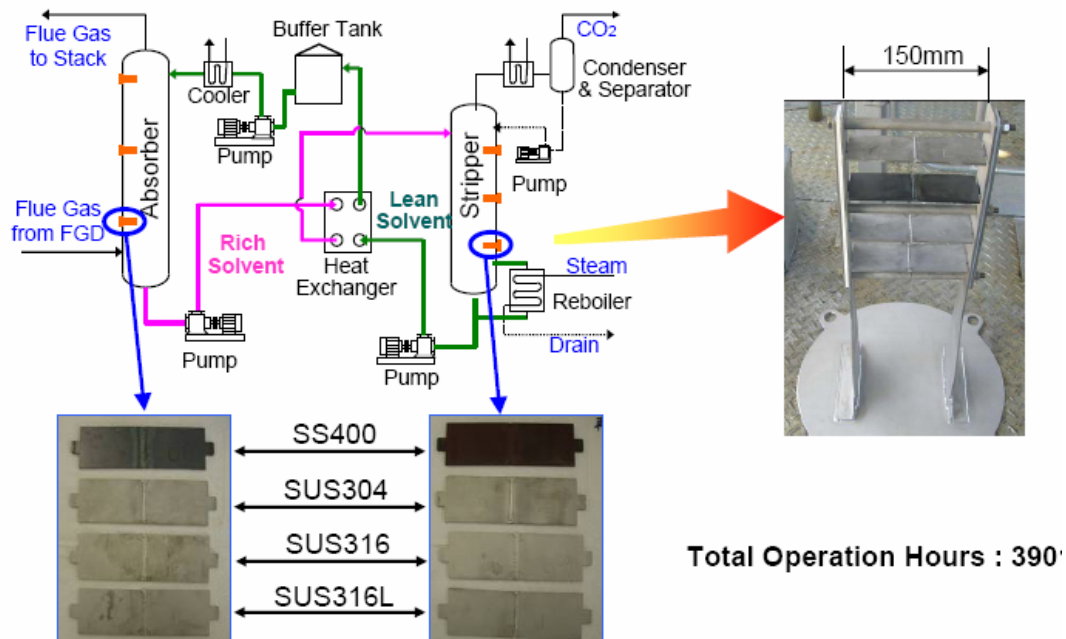


圖 3-27 PCC 系統材料腐蝕測試結果[8]

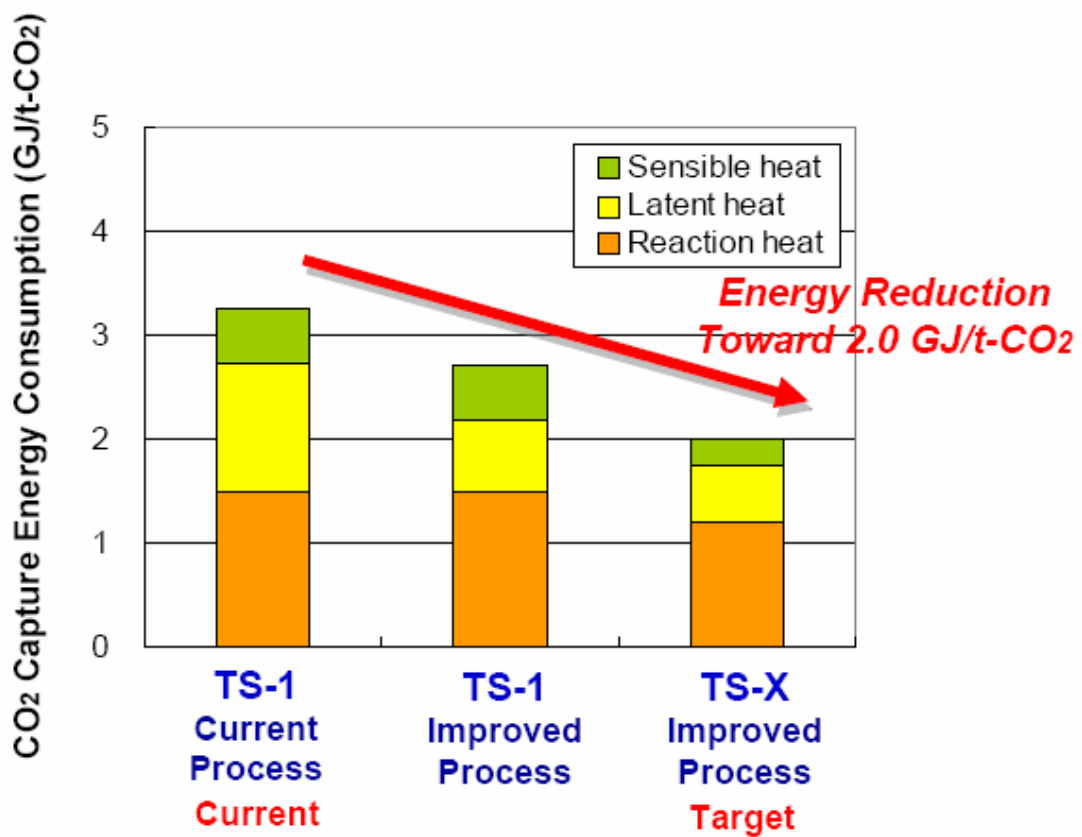


圖 3-28 PCC 系統二氧化碳捕捉能耗改良推移圖[8]

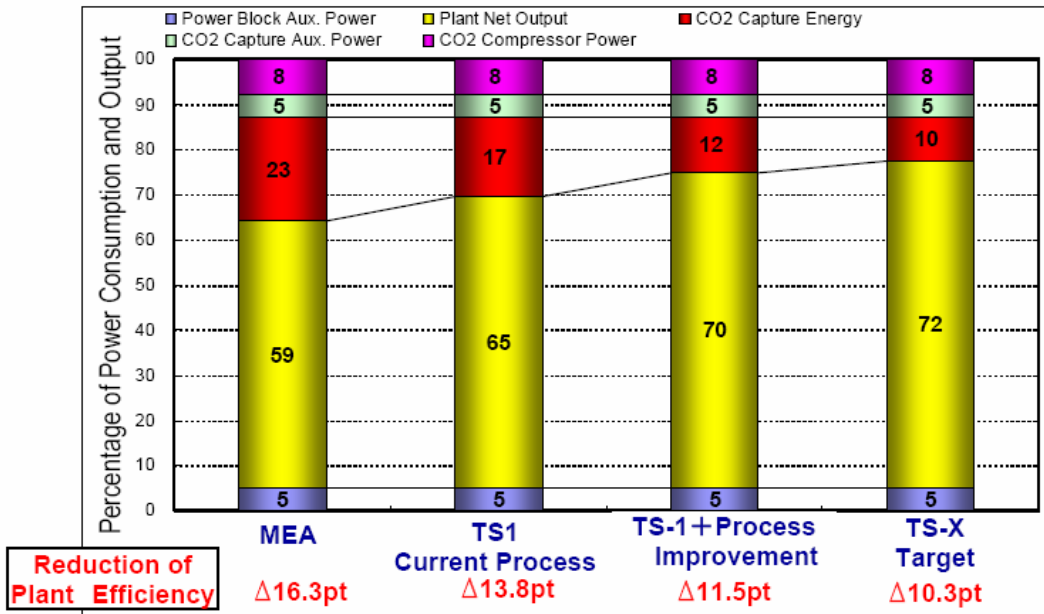


圖 3-29 火力電廠裝設 PCC 系統對電廠效率之影響[8]

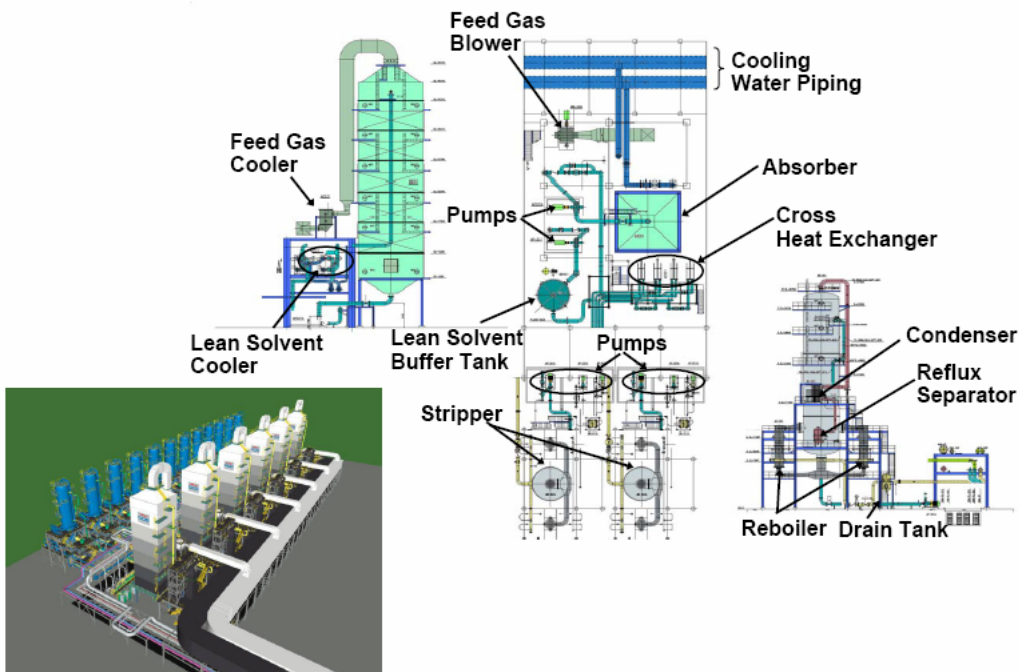


圖 3-30 PCC 系統模組化設計示意圖[8]

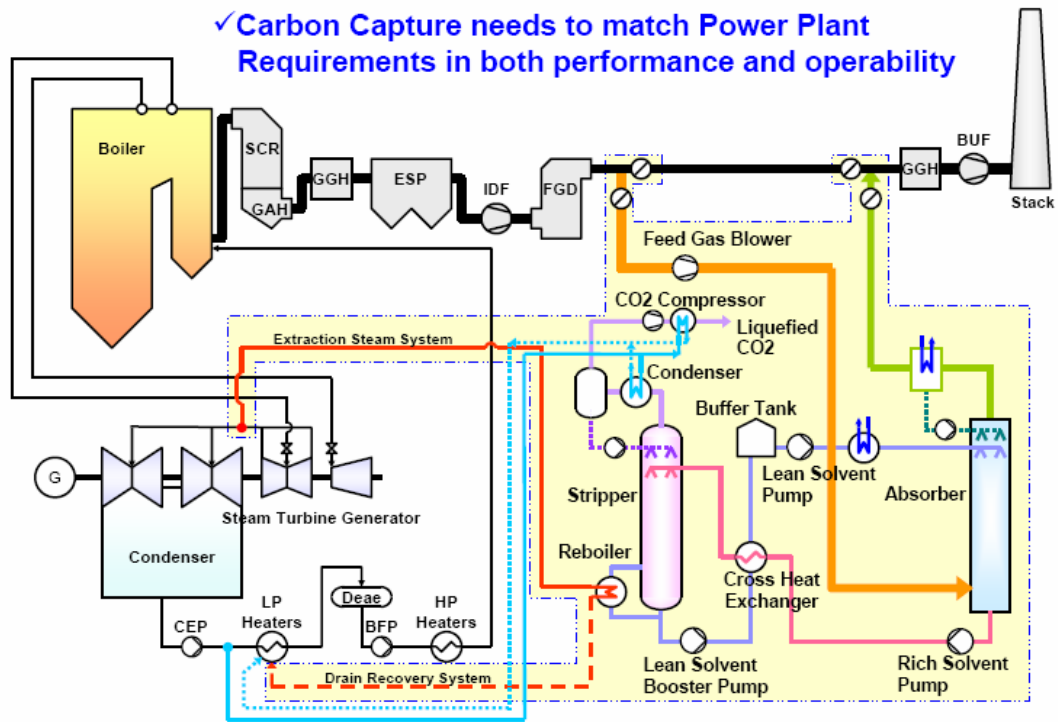


圖 3-31 火力電廠結合 PCC 系統結構示意圖[8]



<b>Capacity 容量</b>	250 MW gross		
<b>Coal consumption 煤炭使用量</b>	approx. 1,700 metric t/day 约1,700 吨/天		
<b>System 方式</b>	<b>Gasifier 煤气化炉</b>	Air-blown & Dry Feed 空气吹入 & 干式供煤	
	<b>Gas Treatment 煤气精制</b>	Wet (MDEA) + Gypsum Recovery 湿式(MDEA)+石膏回收	
	<b>Gas Turbine 燃气轮机</b>	1200 deg C-class (50Hz)	
<b>Efficiency (Target Values) 目标热效率</b>	<b>Gross 发电端</b>	48% (LHV)	46% (HHV)
	<b>Net 送电端</b>	42% (LHV) *	40.5% (HHV)
<b>Flue Gas Properties (Target Values) 排气目标值</b>	<b>SOx 硫氧化物</b>	8 ppm	(16%O <sub>2</sub> basis)
	<b>NOx 氮氧化物</b>	5 ppm	
	<b>Particulate 粉尘</b>	4 mg/m <sup>3</sup> N	

表 3-1 Nakoso IGCC 示範電廠設計規格[4]

		#1 (design coal) Chinese Shenhua 中国神华 Jan, 2009	#2 North American PRB 北美PRB Feb, 2010	Indonesian Coal 印度尼西亚煤	
				#3 (A) Mar, 2009	#4 (B) Sep, 2010
<b>Gross Calorific Value 热量 (air dry)</b>	kJ/kg	27,120	26,670	26,370	23,010
<b>Total Moisture 含水量 (as received)</b>	wt%	15.4	25.3	21.7	29.7
<b>Total Sulphur 含硫量 (air dry)</b>	wt%	0.25	0.39	0.25	0.12
<b>Proximate Analysis 工业分析 (air dry)</b>					
<b>Inherent Moisture 固有水分</b>	wt%	7.5	8.0	7.9	17.1
<b>Fixed Carbon 固定碳素</b>	wt%	51.3	47.4	45.2	37.8
<b>Volatile Matter 挥发成分</b>	wt%	32.3	39.1	42.5	41.6
<b>Ash 灰分</b>	wt%	8.9	5.5	4.4	3.5
<b>Fusibility of Coal Ash 灰熔融性</b>					
<b>Flow Temperature 流动温度</b>	deg C	1225	1420	1260	1230

表 3-2 Nakoso IGCC 示範電廠燃料彈性測試使用煤質[4]

## 参考文献

1. “Outlook for coal-based IGCC power generation” , Gas Turbine World, Jan.-Feb., 2007, pp. 20-28.
2. Koichi Sakamoto, “Progress update of MHI Air-Blown IGCC and O<sub>2</sub>-Blown Gasifier”, May 3, 2010, MHI Ltd.
3. Takao Hashimoto, Koichi Sakamoto, Katsuhiko Ota, Takashi Iwahashi, Yuuichirou Kitagawa, Katauhiko Yokohama, “Development of Coal Gasification System for Producing Chemical Synthesis Source Gas”, Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 47 No. 4 (December 2010)
4. Tsutomu Watanabe, “Clean Coal Demonstration Plant of 250 MW Air-Blown IGCC in Japan”, June 8, 2011, Clean Coal Power R&D Co., Ltd.
5. “Mitsubishi Air-Blown IGCC Technology”, Sep. 2, 2011, MHI Ltd.
6. Mitsubishi IGCC Project Updates Oct. 5, 2009
7. Toshiba’s Activity in Clean Coal and Carbon Capture Technology, Power Systems Company, Toshiba Corporation, Feb, 17<sup>th</sup>, 2011.
8. Kiyoshi Miyaike, “Toshiba’s Activity in Post Combustion CO<sub>2</sub> Technology”, Power Systems Company, Toshiba Corporation, Oct, 28, 2010.
9. Toshiba Review 2011, Vol. 66, No. 6