

出國報告（出國類別：實習）

參訪日本勿來發電廠 IGCC 機組，並拜訪三菱日立火力系統公司討論 IGCC 及 CCS 之技術發展

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：柏榮祥 規劃員

陳政璋 規劃員

派赴國家：日本

出國期間：104 年 12 月 1 日至 12 月 4 日

報告日期：105 年 1 月 13 日

出國報告審核表

出國報告名稱：參訪日本勿來發電廠 IGCC 機組，並拜訪三菱日立火力系統公司討論 IGCC 及 CCS 之技術發展。		
出國人姓名	職稱	服務單位
柏榮祥 陳政璋	規劃員 規劃員	台電公司電源開發處
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：104 年 12 月 1 日至 104 年 12 月 4 日		報告繳交日期：105 年 1 月 13 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 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：參訪日本勿來發電廠 IGCC 機組，並拜訪三菱日立火

力系統公司討論 IGCC 及 CCS 之技術發展

頁數 36 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

柏榮祥/台灣電力公司/電源開發處/規劃員/02-23666874

陳政璋/台灣電力公司/電源開發處/規劃員/02-23666874

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：104 年 12 月 1 日至 12 月 4 日 出國地區：日本

報告日期：105 年 1 月 13 日

分類號/目

關鍵詞：煤炭氣化複循環(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)

二氧化碳捕捉與封存 (Carbon Capture and Storage, CCS)

內容摘要：(二百至三百字)

勿來(Nakoso)發電廠 IGCC 機組為日本淨煤技術之指標示範機組，商轉後之連續運轉已達 3,917 小時(2013.6.28~2013.12.8)，屬於目前最

長時間連續運轉的 IGCC 機組，經過實測 2013 年系統之 SO_x、NO_x 及粒狀污染物(Dust)實測上僅有 1.0ppm、3.4ppm 及<0.1mg/m³，低於目前燃氣機組排放強度。

二氧化碳捕捉與封存技術(Carbon Capture and Storage, CCS)主要是利用捕捉技術將 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。

透過實地參訪 IGCC 機組及蒐集 CCS 開發進度，適時評估導入 IGCC 及 CCS 之可行性，方能持續發展燃煤發電。

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.....	- 5 -
一、 MHPS 簡介	- 5 -
二、 勿來發電廠簡介.....	- 5 -
三、 煤炭氣化原理	- 6 -
四、 IGCC 系統說明.....	- 7 -
五、 勿來發電廠 IGCC 機組簡介	- 8 -
六、 日本燃煤 IGCC 機組發展.....	- 13 -
七、 勿來發電廠 IGCC 機組系統原理說明	- 17 -
八、 日本的煤炭政策.....	- 28 -
九、 MHI CO ₂ 捕捉技術發展.....	- 30 -
肆、 心得與建議.....	- 34 -

壹、出國目的

煤炭氣化複循環(Integrated Gasification Combine Cycle, IGCC) 機組具有低燃料成本(煤炭)與高發電效率(燃氣複循環機組)之優勢，合成氣(syngas)在進入氣渦輪機(GT)前，經過前置淨化系統，移除固體及氣體污染物，減少污染排放物之排放，除硫率達 99%，脫硝率可達 90%；對我國目前施行的 SO_x 和 NO_x 空污費徵收政策具有相當大的誘因，可以降低環保設備之投資成本，屬於較為潔淨之發電方式。

目前 IGCC 發電廠無法大規模興建之原因在於建廠及營運成本偏高、系統複雜而維護不易、可用率偏低、以及無大型商業化運轉案例，若 IGCC 發電廠不搭配 CCS 設備，其經濟性(建廠+營運)將較超臨界燃煤機組昂貴。所以對發電業者而言，投資 IGCC 發電廠計畫需要更多的政策支持及誘因，而 CCS 技術則需仰賴國家政策支持、技術研發、法規限制、環保考量及地質條件等，並非適用所有國家。但在國家能源安全、能源經濟及環境保護條件下，適時評估 IGCC 及 CCS 技術仍有其需要性。

日本勿來(Nakoso) 發電廠 IGCC 機組(250MW Gross)於 2007 年運轉，SO_x、NO_x 及粒狀污染物設計排放強度分別為 8.0ppm、5ppm 及 4mg/m³(該強度係考量技術可行性後，與地方政府協商後之排放強度)，而 2013 年實測值僅分別約 1.0ppm、3.4ppm 及 <0.1mg/m³，優於

設計值，更低於目前燃氣機組排放強度(通霄新設燃氣發電廠 SO_x、NO_x 及懸浮微粒設計值為 10ppm、18ppm、微量)，可有利於燃煤發電廠之推動，促進能源多元化。該技術包括空氣分離器、氣化爐及合成氣潔淨系統等關鍵技術設備、運轉模式、穩定性評估及經濟性分析等項目，為本次實習參訪之重點項目之一。

國際能源總署(IEA)指出，要使 2050 年全球溫室氣體排放減為 2005 年一半，需藉再生能源發展、能源效率提升及碳捕集與封存（以下簡稱 CCS）等技術始能達成，其中 CCS 貢獻最大，減量效果將占 20%，被視為改善全球暖化的重要技術，為達到該目標，本公司規劃燃煤發電廠時，預留相關土地作為未來 CCS 設備之用，一旦 CCS 技術成熟且商業化後，將評估引進以減少 CO₂ 之排放。

我國行政院環保署於 2015 年 9 月 17 日第 3466 次院會宣示，我國將向國際社會承諾「國家自定預期貢獻」(INDC, Intended Nationally Determined Contributions)，2030 年溫室氣體排放量為 BAU(正常情境, Business as usual)減量 50%，在我國逐步邁向非核條件下，為達到此一目標，除了開發再生能源及燃氣發電外，適時評估引進技術成熟及商業化之 CCS，作為減碳工具選項之一。

由於 IGCC 機組運轉時亦會排放 CO₂，可透過結合 CCS 設備，採「前捕捉方式(pre-capture)」，將合成氣在進入氣渦輪機之前，透過氣體分

離將 H₂ 及 CO₂ 分離，導入 CO₂ 捕捉設施進行 CO₂ 捕捉，相較於其他火力發電廠採用之 CO₂ 「後捕捉方式(post-capture)」，IGCC 合成氣分離後之 CO₂ 濃度較高，較有利於 CO₂ 捕捉效率。但目前 IGCC 及 CCS 之商業化實績仍不足，國際間大型 IGCC 加裝 CCS 之實績僅 Kemper 發電廠 (582MW, 捕捉率 65%)，而實際營運效益則暫無法取得。

日本能源條件及地理環境與我國相似，是我國在發電技術上觀摩學習的主要對象之一，我國發電機組及附屬設備亦多由日本公司提供，為進一步了解日本 IGCC 及 CCS 技術推動進度及發展，遂派員前往日本常磐共同火力株式會社(Joban Joint Power Co.)之勿來發電廠，並與設備商三菱日立火力系統公司(MHPS, Mitsubishi Hitachi Power System)會議洽談，了解日本 IGCC 發展情勢及 CCS 研發進度，提供燃煤發電持續發展之參考。

貳、出國行程

本次出國地點分別位於日本福島縣常磐共同火力株式會社之勿來發電廠 IGCC 機組，及位於橫濱市的 MHPS 公司，行程如表 1。

表 1 出國行程表

時 間	地 點	工作概要
104.12.01	台北→東京→福島	往 程
104.12.02	福島	見習勿來發電廠 IGCC 機組
104.12.03	橫濱	拜訪 MHPS 總部
104.12.04	橫濱→台北	返 程

參、工作紀要

12 月 2 日前往日本福島縣常磐市勿來發電廠，該發電廠 IGCC 部門的本部長及現場工程師與我方進行初步面談，並展開現勘作業，隔天前往橫濱拜訪 MHPS 總部，與該公司資深 IGCC 專案經理及 CCS 技術長等 6 位 MPHS 專業人員進行意見交流，提供 IGCC 技術之開發規劃及 CCS 捕捉技術之參考。

以下將就本次現地參訪勿來發電廠 IGCC 機組及 MHPS 意見交流會的心得，分述如下：

一、MHPS 簡介

三菱重工(Mitsubishi Heavy Industries, MHI)與日立(Hitachi)火力發電部門於 2014 年 2 月 1 日共同合資成立 MHPS，並於同年 10 月 1 日併購日本 Babcock-Hitachi K.K.，致力發展火力發電技術、地熱發電廠及相關控制系統，將以世界級一流火力設備製造商為目標。

二、勿來發電廠簡介

勿來發電廠發電燃料多元，包括重油、燃煤、碳化燃料及木質混燒，適合做為試驗性質之發電廠(各機組簡介詳表 2)，該發電廠第 10 號機為 IGCC 設計，自 2007 年 9 月進行試運轉以來，包括測試系統長時間運轉穩定度及可靠度、安全性、機組效率及不同燃料(非設計煤質)

下之效率等參數後，於 2014 年 6 月 30 日宣布商業運轉。

表 2 勿來發電廠 6~10 號機

機組	6	7	8	9	10
裝置容量	175	250	600	600	250
商轉時間	1966.11.30	1970.10.26	1983.9.9	1983.12.15	2013.4.1
燃料	重油	燃煤、木質顆粒 (wood pellets) 及碳化燃料 (carbonized fuel)	燃煤、木質顆粒 (wood pellets) 及碳化燃料 (carbonized fuel)	燃煤、重油、木質顆粒 (wood pellets) 及碳化燃料 (carbonized fuel)	燃煤

三、煤炭氣化原理

煤炭、氧化劑及水蒸氣在氣化爐內共同反應，製造燃氣複循環發電機組所需之合成氣，由於氣化反應是在 730~1600°C 及壓力 1~70 個大氣壓下進行許多平行及連續的反應，反應快速且複雜，難僅以單一反應式進行說明。

煤炭在高溫高壓情況下，先經熱分解生成焦炭及揮發性氣體，焦炭之主要成分為碳元素及少量之灰份。在氣化爐內焦炭和水蒸氣、CO₂、H₂、O₂ 產生化學作用，因在缺氧的條件下，焦炭在氣化爐內做不

完全燃燒，生成可燃性的氣體，主要包括 H₂、CO 與 CH₄(合成氣成分表如表 3)。煤炭氣化時之氧化劑、壓力、溫度及進料方式(乾粉或水煤漿)等，決定了合成氣中 H₂、CO 及 CH₄ 此三種氣體成份之多寡，以及合成氣之熱值。

表 3 合成氣成分表(Vol %)

合成氣之組成 (Vol%)	
H₂	25-30
CO	30-60
CO₂	5-15
H₂O	2-30
CH₄	0-5
H₂S	0.2-1
COS	0-0.1
N₂	0.5-4
Air	0.2-1
NH₃+HCN	0-0.3
灰分/煤渣/細顆粒物	

四、IGCC 系統說明

由空氣分離器、氣化爐、空氣潔淨系統及複循環發電系統等所組成。煤炭經粉煤機磨成粉狀後，以乾式或濕式狀態送入氣化爐內，與空氣或氧氣（來自空氣分離系統, air separation unit, ASU）在高溫高壓的狀態下混合燃燒，產生粗合成氣（raw gas），經合成氣潔淨系統（gas clean up system）除塵、除汞及除硫後，淨化後之合成氣再送至複循環發電系統（combined cycle system）進行發電。其發電系統如圖 1：

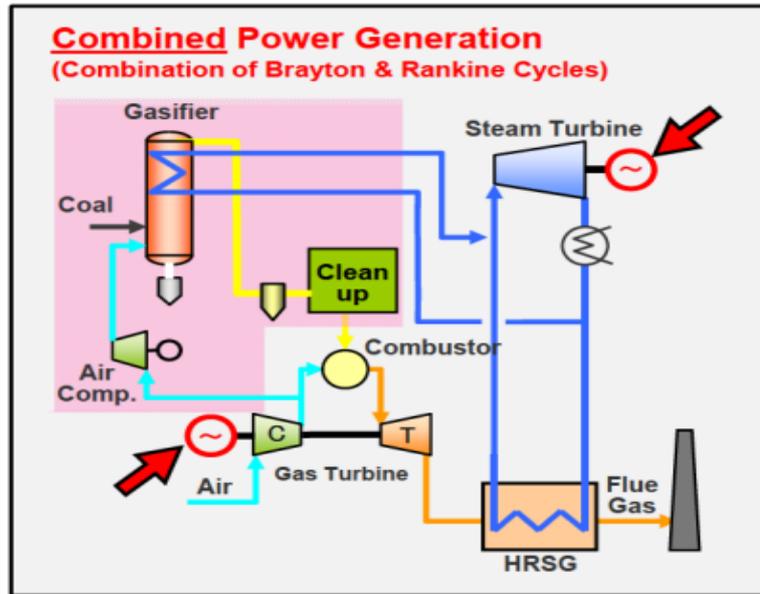


圖 1 IGCC 發電系統圖

五、勿來發電廠 IGCC 機組簡介

由北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、關西電力、中國電力、四國電力、九州電力等共 9 家日本電力公司與電力中央研究所、電源開發公司共同組成整合煤炭氣化複循環發電技術研究協會（IGCRA, Engineering Research Association for Integrated coal Gasification Combined Cycle Systems），投入資源進行 IGCC 系統開發及研究工作。

1986~1997 年間在日本福島縣常磐市的勿來發電廠，興建煤炭消耗量規模約 200 噸/天的小型噴流床(Entrained Flow)煤炭氣化實驗設備，經過數年累積小規模試運轉經驗後，於 1997 年開始進行示範發電廠可行性研究及初步驗證工作，IGCRA 成員並於 2001 年成立株式會社

清潔煤炭動力研究所 (CCP, Clean Coal Power R&D Co., LTD.)，從事 IGCC 示範發電廠設計、建造及運轉工作，取得相關數據做為未來大型商業化運轉之準備。

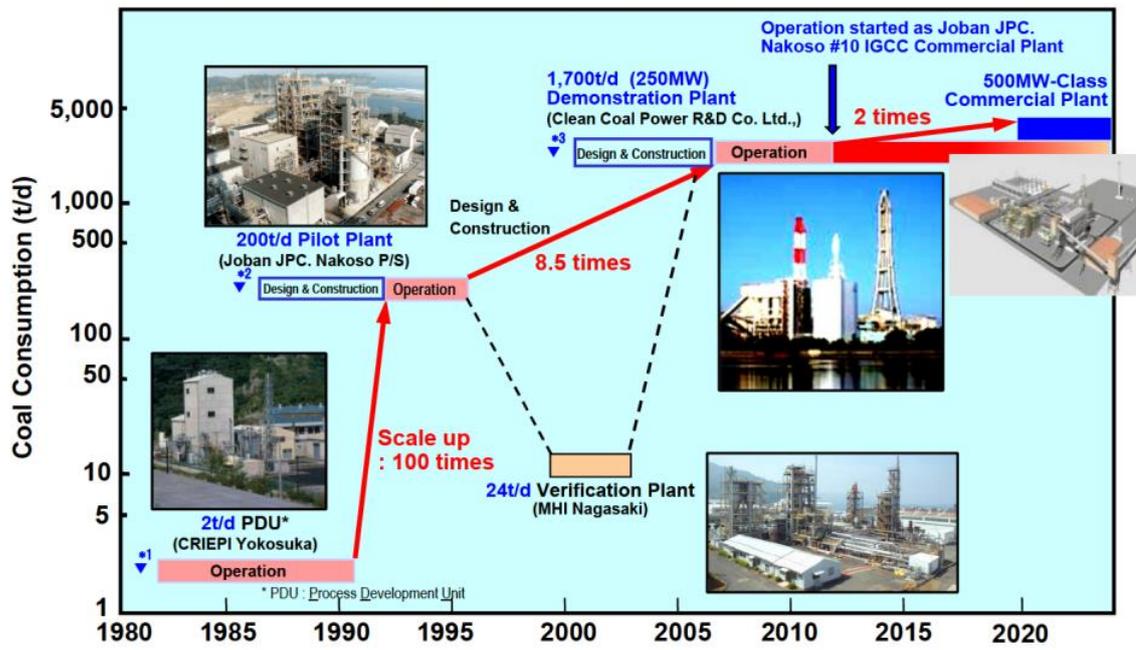
CCP 採用 MHI 氣化爐(二階段飼空氣挾帶式氣化爐設計(air-brown two-stage entrained flow system))、氣渦輪機、汽輪機及熱回收鍋爐等主要設備，及三菱化學之合成氣淨化系統(設備規格如表 4)，於勿來發電廠投資 250MW IGCC 示範發電廠實證設備試驗，經過約 3 年的細部設計及環境影響評估、3 年發電廠建設後(全景如圖 2)，於 2007 年進行試驗性運轉(發展歷程如圖 3)，主要設備(不含共用設備)之廠用地面積約 2 公頃，約是目前超超臨界主設備用地面積 1.27 倍(M^2/KW)(250MW IGCC、540MW IGCC 及 800MW 超超臨界面積及配置比較如表 5)。

表 4 設備規格表

Unit		specification	Unit		specification
Gasifier	Type	Air blown two-stage entrained flow system	GT	Type	Open, simple cycle, single shaft, 1,200°C class
	Gas Output	302,300m ³ N/h		Rated Output	129.7MW
	Fuel	Coal		Fuel	Coal gas
	Manufacturer	MHI		Manufacturer	MHI
HRSG	Type	Reheat, multi-pressure, natural circulation	ST	Type	Tandem compound, two-Flow exhaust, condensing, mixed-pressure, reheat.
	Evaporation	357t/h		Rated Output	120.3MW
	Manufacturer	MHI		Manufacturer	MHI
Generator	Type	Rotating field, synchronous, hydrogen-cooled	Transformer	Type	3 phase, forced-oil-cooled, forced-air-cooled, integrated unit auxiliary transformer
	Rated Output	277.8MVA		Rated Output	245MVA
	Terminal Voltage	16.5kV		Primary Voltage	16.1kV
	Speed	3,000rpm		Secondary Voltage	287.5-281.25-275.0kV
	Manufacturer	Mitsubishi electric		Manufacturer	Mitsubishi electric



圖 2 勿來發電廠 IGCC 機組全景圖



*1 Decision of IGCC Development by Japanese Government (METI)
 *2 Approval of commencement for the 200t/d Pilot Plant Project
 *3 Approval of commencement for the 250MW Demonstration Project



圖 3 勿來發電廠 IGCC 機組發展歷程

表 5 250MW-IGCC、540MW-IGCC 及 800MW 超超臨界面積及配置比較表

Item	Nakoso 250MW IGCC	540MW IGCC	800MW USC
Plot Plan			
Plant Area ※1	20,000m ²	30,200m ²	47,600m ² ※2
Plant Area (per MW)	80m ² /MW [Base]	56m ² /MW [70%]	63m ² /MW [79%]

※1 : Excluding Utility equipment
 ※2 : Power Block : 35,500m² FGD Aeration(not indicated) : 12,100m²

六、日本燃煤 IGCC 機組發展

有鑑於勿來發電廠 IGCC 機組之成功經驗，日本將分別於廣島 (COOLGEN)、廣野(Hirono)及福島(Fukushima)投資新 IGCC 發電廠計畫，驗證不同氣化爐及各種參數外，亦將朝更高 GT 進口溫度(1,500⁰C)及效率達 50%以上(新 IGCC 位置圖及未來改善目標詳如圖 4~圖 5)。

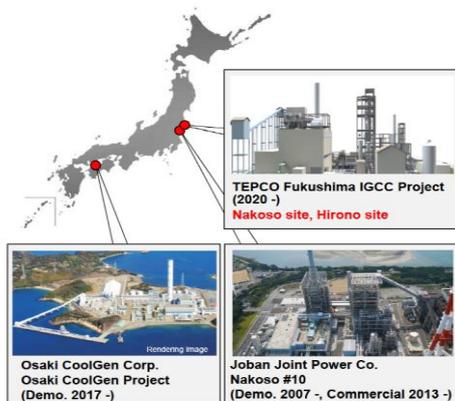


圖 4 日本 IGCC 發電廠位置圖

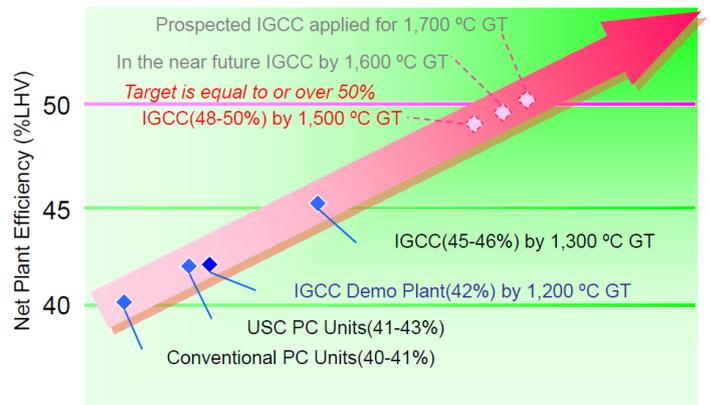


圖 5 IGCC 及氣渦輪機改善目標

(一) 廣野(Hirono)及福島(Fukushima)新設 IGCC 機組計畫

東京電力公司(TEPCO)委託 MHPS 分別於廣野發電廠及勿來發電廠旁空地增建 540MW IGCC 機組(新設位置如圖 6)，並且委託有 IGCC 營運經驗的常磐電力(Joban Joint Power Co.)協助營運，預計於 2020 年商業運轉。

有別於勿來發電廠 IGCC 250MW 試驗型機組，新增 IGCC 機組將採用效率更佳之 GT(M701F4)機組，並且將廠用電減少為 10%，以提高整體發電效率(新設 IGCC 機組效率目標及規格表如圖 7)。



圖 6 勿來發電廠旁新增 540MW IGCC 機組位置圖

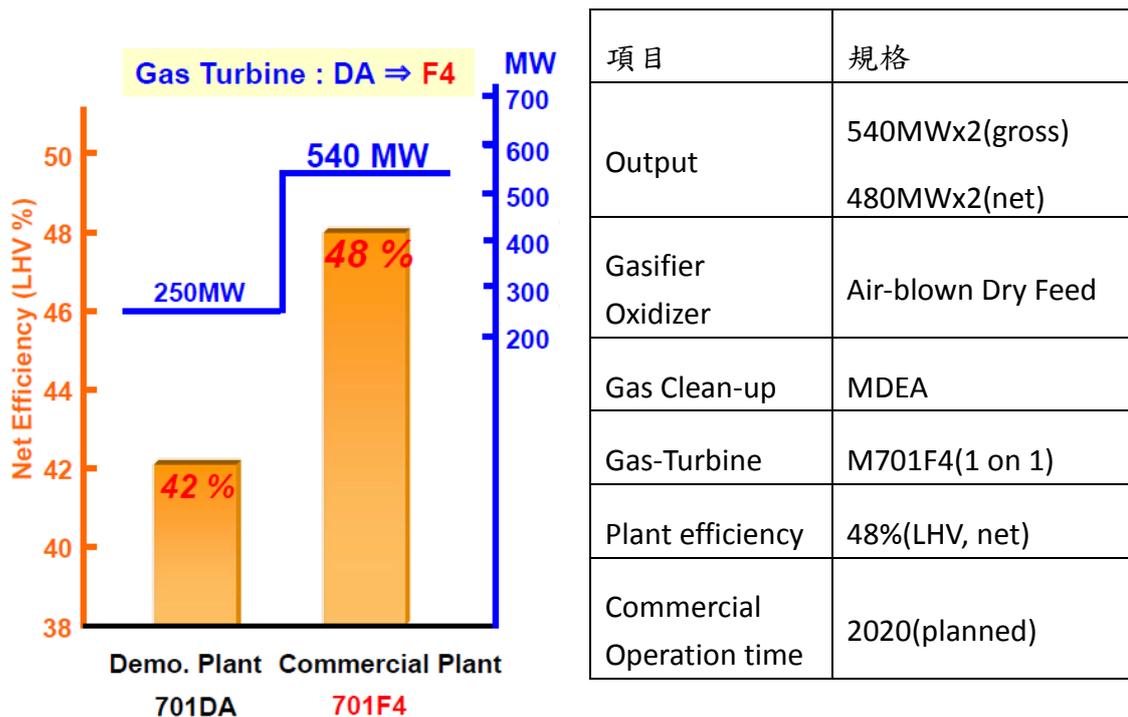


圖 7 新設 IGCC 540MW 效率目標及規格表

(二) Osaki COOLGEN 計畫

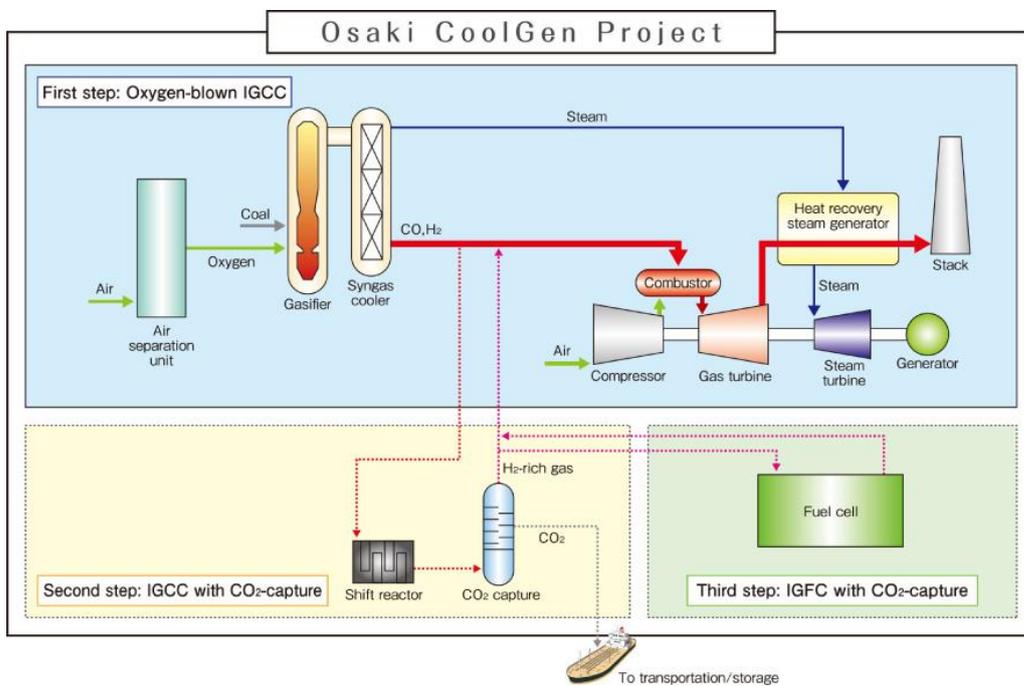
電源開發公司(Electric Power Development Co.簡稱 J-Power)與中國電力公司共同於廣島縣大崎發電廠投資興建 166MW IGCC 試驗發電廠計畫，該計畫除了氣化爐設計不同外，氧化劑亦採用飼氧(O₂-blown)方式進氣，並採用 Hitachi 之 GT 系統(設備規格如表 6)，預期 2017 年可進行試驗性運轉，將成為日本第 2 座 IGCC 發電廠，提高國內燃煤發電之利用。

該計畫主要分為 3 個階段，第一階段先成功驗證 IGCC 技術後，第二階段將 CCS 與 IGCC 結合，在合成氣淨化系統後加裝 CCS 捕捉高

濃度之 CO_2 ，第三階段則將合成氣中之 H_2 捕捉，作為燃料電池之燃料來源 (Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle, IGFC)，計畫發展目標如圖 8。

表 6 設備規格表

項目	規格
Output	166MW
Gasifier	O ₂ -blown, single-chamber two stage spiral-flow entrained type
Gas Clean-up	MDEA
Gas-Turbine	H-type(1300°C Class)
Demonstration Operation Start(scheduled)	March 2017



FY	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Work to be implemented	Detailed design and construction of oxygen-blown IGCC units and facilities					Demonstration	
	Design & manufacturing Civil & architecture work	Design & manufacturing Civil & architecture work	Design & manufacturing Civil & architecture work Equipment & electrical work	Design & manufacturing Civil & architecture work Equipment & electrical work Hydraulic tests Power reception	Equipment & electrical work Gasification operation Completion of equipment work	Verification of basic performance Plant performance Environmental performance Verification of coal variety compatibility Verification of plant reliability Prolonged endurance test Verification of controllability & operability Load change rate Starting/stopping times Economy evaluation	

Item	Targets
Basic performance	Plant performance Efficiency: 40.5% (net HHV) (42.7% net LHV) Environmental performance: SOx 8 ppm, NOx 5 ppm, particulate 3 mg/m ³ N (O ₂ equivalent 16%)
Coal variety compatibility	Determination of compatible coal property range (to be expanded from low ash melt-point coals, which are poorly compatible with pulverized coal thermal power generation, to coals that are compatible with such generation)
Plant reliability	Commercial-level annual plant availability of 70% or higher in 1,000- and 5,000-hour prolonged endurance tests
Plant controllability & operability	Operating characteristics, controllability, load change rate of 1 to 3%, and so on, that are necessary for commercial thermal power plant
Economy	Obtain the prospect that the generating cost with commercialized plant will be the same as or less than with pulverized coal power generation

圖 8 發展目標圖

七、勿來發電廠 IGCC 機組系統原理說明

勿來發電廠 IGCC 機組是亞洲地區少數可達商業化(或試驗型)運轉之 IGCC 機組，其系統亦由空氣分離器、氣化爐、合成氣淨化系統及複循環發電系統等各階段所組成(勿來發電廠 IGCC 機組系統如圖 9)，分述如下：

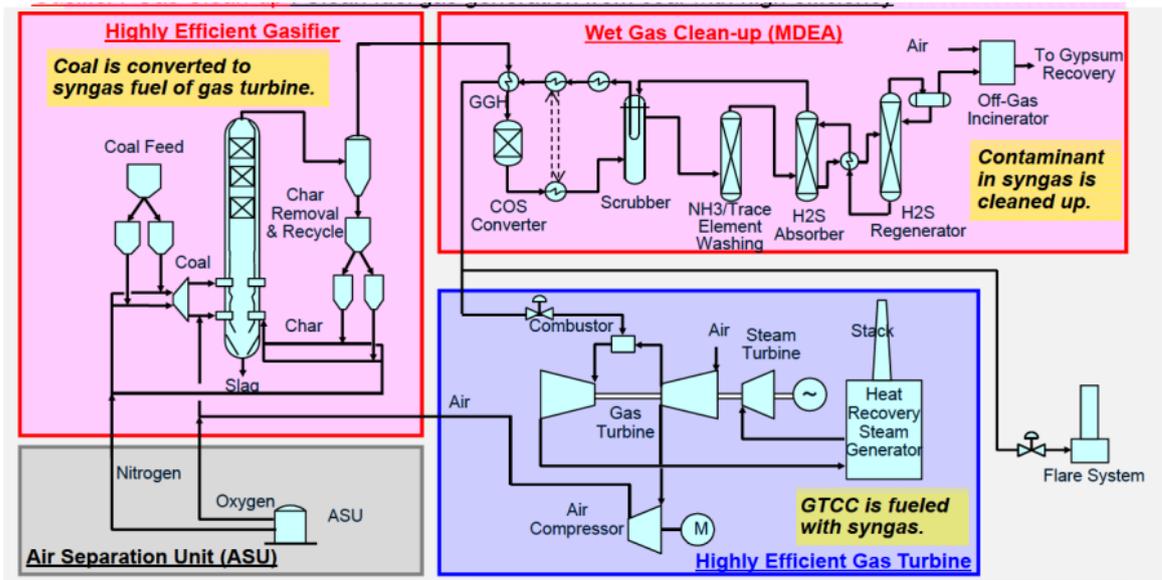


圖 9 勿來發電廠 IGCC 機組系統圖

(一) 空氣分離系統

IGCC 發電所需氧化劑分為空氣及氧氣兩種，由於輸入空氣含大量氮氣(N_2)，反應產生氣體之熱值較低，早期之煤炭氣化廠皆採用空氣作為氧化劑，然而自從 1930 年代開始，大型且符合經濟效益之超低溫氧氣製造廠發展成功以後，大多數之氣化爐已採用氧氣作為氧化劑，透過飼氧氣化爐 (O_2 Blown) 將氧氣自空氣分離後進入氣化爐，可以減少氣化爐體所需規模。

空氣先經過濾器濾除塵埃等雜質後，進入空氣壓縮機並通過吸附器移除空氣中水分、 CO_2 及碳氫化合物，再輸送至熱交換器(通常為鰭片式平板設計)進行冷卻成為液態空氣，再利用 O_2 和 N_2 的沸點差(O_2 : $-183^\circ C$ 、 N_2 : $-196^\circ C$)，經過在精餾塔中把液態空氣多次部分

蒸發和部分冷凝，分離出高純度(99%以上)之 O₂ 和 N₂。

空氣由圖 10 空氣塔進入空氣分離系統分離 N₂，並且與粉煤混合加壓輸送至氣化爐，透過噴嘴把粉煤進入氣化爐，減少粉煤輸送時自燃或塵爆情形；氧化劑則使用由空氣壓縮機(air booster compressor)，將空氣打入氣化爐進行燃燒(亦稱作 Air Blown)。



圖 10 空氣分離系統塔

Air-blown 與 O₂-blown 除了設備投資差異(O₂-blown 需較多儲存槽、土地及較大的 ASU)外，運轉流程亦有所不同， Air-blown 在全廠淨效率上較 O₂-blown 高出約 3%，原因在於 O₂-blown 製程下，GT 需額外輸出約 15%出力(約全廠 7%總出力)給 ASU 製氧，並輸送 N₂ 至 GT 入口進行 De-NO_x，差異說明如圖 11。

整體而言，Air-blown 在 ASU 的投資、營運便利性及效率上較

O₂-blown 優，大型商業化可行性較高，雖與國際 IGCC 示範機組使用之 O₂-blown 有所不同，但可有效簡化營運方式，對於發電廠營運有相當幫助。

- Both Air-blown and O₂-Blown have almost same gross plant efficiency in nature
- O₂-blown IGCC requires larger auxiliary power consumption for O₂ generation (The difference corresponds to 15% of GT output or 7% of plant gross output.)

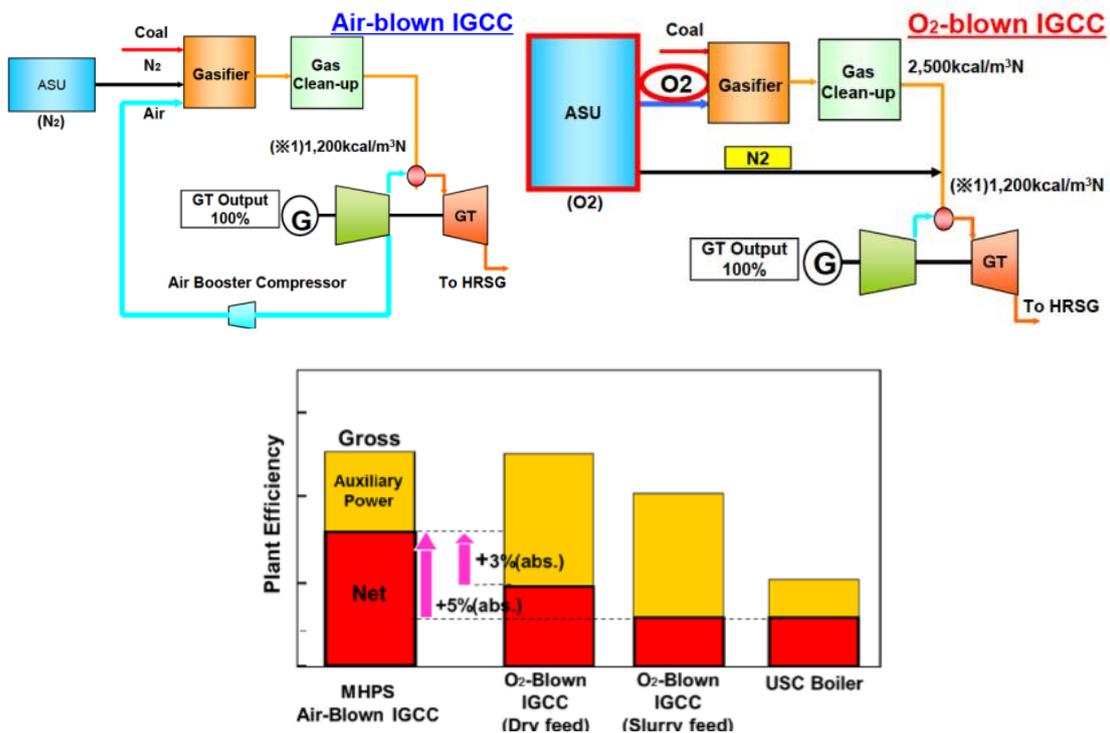


圖 11 Air-blown 與 O₂-blown 系統及效率差異圖

(二) 氣化爐

氣化爐的目的在於燃煤轉化成合成氣，採用「MHI 二階段飼空氣挾帶式」氣化爐設計 (air-blown two-stage entrained flow system，如圖 12)，燃煤經過粉煤機研磨成適度大小之乾粉煤後，混和 ASU 之氮氣輸送至氣化爐，並且分 2 階段自氣化爐噴入，第 1 階段噴入

粉煤之氣化爐，將混合來自回收煤渣系統之未燃粉煤進行燃燒，產生之高溫氣體向上引入第 2 階段氣化爐，並且與第 2 階段氣化爐噴入之粉煤，產生氣化反應，生成高溫合成氣(syngas)後，先進入與氣化爐相連的 SGC 熱交換器，冷卻氣化爐產生的高溫合成氣(熱量導入熱回收鍋爐(HRSG)進行回收利用)後，始引入合成氣潔淨系統。

由於 SGC 熱交換器排出的合成氣中，仍有部分未完全發生反應的未燃燒粉煤，將透過粉煤回收設備回收後，把未燃燒粉煤再次送到氣化爐內進行燃燒，多次重複此一過程，可提高煤炭轉換率至 99.9%以上，直到未燃燒粉煤完全反應為止。粉煤在高溫高壓氣化爐內完成氣化反應後，會融化為玻璃狀熔融渣，並掉入充滿水的灰鎖斗(Slag hopper)水池固化為爐渣(Slag)，體積為一般慣常火力機組飛灰量約 40%(如圖 13)，可減少燃煤廢棄物衍生問題，亦可作為道路鋪面材料及水泥粒料原料(如圖 14)。

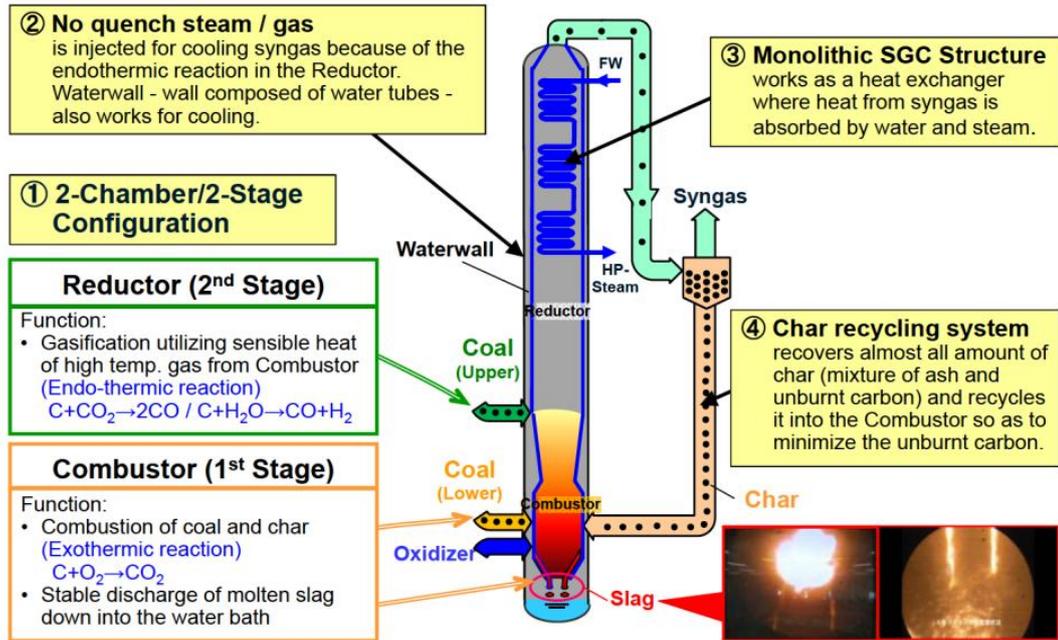


圖 12 MHI 氣化爐設計



飛灰
(慣常火力機組)

玻璃狀熔融渣
(IGCC)

圖 13 飛灰及爐渣體積比較



圖 14 煤渣再利用工程

(三) 合成氣淨化系統

傳統汽力機組或是複循環機組皆採用燃燒後捕捉空氣污染物質，而 IGCC 氣化爐生成之合成氣，因為含有許多雜質及其他氣體 (CO、H₂、H₂S、HCL、NH₃、COS...)，容易堵塞或鏽蝕相關設備及管路，直接輸入 GT 將損壞該設備、廢氣亦將污染環境，故將合成氣進入氣渦輪機燃燒前，於 GT 前裝設合成氣淨化設備，利用觸媒或是化學反應方式，淨化空氣污染物質及雜質，以降低雜質對氣渦輪機損壞，及空污排放之強度(合成氣潔淨系統如圖 15)，由碳氧化硫 (COS) 轉換器、洗滌器(Scrubber)、硫化氫吸收塔、吸收液再生塔、硫化氫燃燒塔及二氧化硫吸收塔等設備等所組成。

1. 碳氧化硫轉化器(COS converter) -催化水解反應(Catalytic

Hydrolysis， $\text{COS} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$)：

氣化爐反應後之合成氣所含硫份多以 H₂S 及 COS 型態存在，為了移除合成氣之硫份，降低排放氣體的硫元素含量(< 10 ppmv)，將合成氣通過水洗滌器(water scrubber)及氧化鋁觸媒將 COS 轉化成 H₂S。

2. 氫氣轉化器(NH₃/Trace element Washing, $\text{HCN} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NH}_3 + \text{CO}$)

合成氣中 HCN 遇水時會合成 NH₃ (易溶於水)，將合成氣通過

氨氣轉化器生成 NH_3 及 CO ， NH_3 將溶於冷凝水後與合成氣分離。

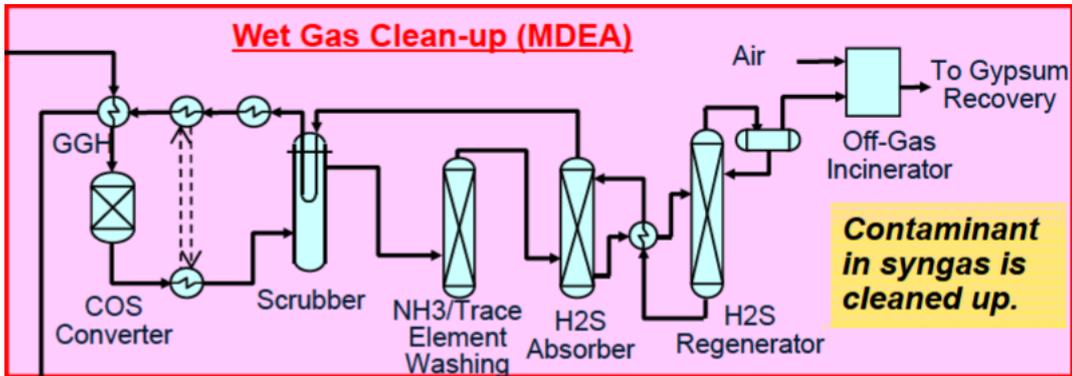


圖 15 合成氣潔淨系統

(四) 複循環發電系統

由氣渦輪發電機(Gas Turbine, GT)、熱回收蒸汽產生器(Heat Recovery Steam Generator, HRSG)、汽輪機(Steam Turbine, ST)及冷卻水系統組成之發電系統。氣渦輪機以高溫熱燃氣帶動軸流壓縮機，壓縮來自大氣的空氣，壓縮空氣再與天然氣或合成氣混合，在燃燒室內燃燒，燃燒後的熱燃氣經引導進入氣機葉片，因氣體膨脹作用而產生動能，使氣機轉子(Rotor)上的葉片受到衝擊力或反作用力而轉動，帶動發電機輸出電力；GT 排氣再通過 HRSG，以熱交換方式加熱爐管水至過熱蒸氣或飽和蒸汽，推動 ST 發電，為熱力學之布雷登循環 (Brayton Cycle)，燃氣複循環系統如圖 16。

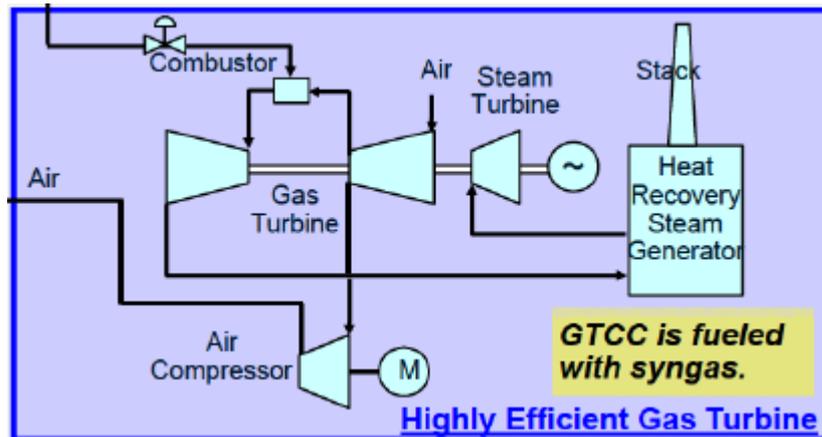


圖 16 燃氣複循環系統

(五) IGCC 搭配 CCS 增加計畫經濟性

煤炭經 IGCC 製程後，由合成氣潔淨系統出來之合成氣具有高濃度之 CO 及 CO₂，再利用水蒸氣與 CO 反應轉化為 H₂ 及 CO₂，再透過氣體分離方式將 CO₂ 與 H₂ 分離。高濃度二氧化碳約 40%~60%，高於傳統粉煤鍋爐(USC)燃燒後產生的 CO₂ 濃度(7%~15%)，有利於 CCS 之捕捉；氣化製程及淨化後的 CO₂ 因處於高溫高壓環境，對於傳輸二氧化碳到封存地點所需的壓縮耗能較低，一般認為 IGCC 發電廠可較 USC 發電廠降低 CO₂ 捕捉與封存成本。

捕捉後的 CO₂ 可透過管輸或船輸至 CO₂ 封存場(地下構造的岩層或水層，利用地下鹽水層或岩石中顆粒與顆粒間的空隙做為其貯存的空間)或是採海水下儲存(如圖 17)，但目前皆不具經濟性，例外的是將 CO₂ 用於 EOR(Enhanced oil recovery)技術，利用 CO₂ 灌注油

田，除了幫助油田原油產量增加外，亦可解決 CO₂ 儲存問題，反而使得 CCS 具有經濟性。但考量台灣及日本地底無油源，且環境及地形影響，無法使用 EOR 技術，CCS 技術經濟性相當昂貴。

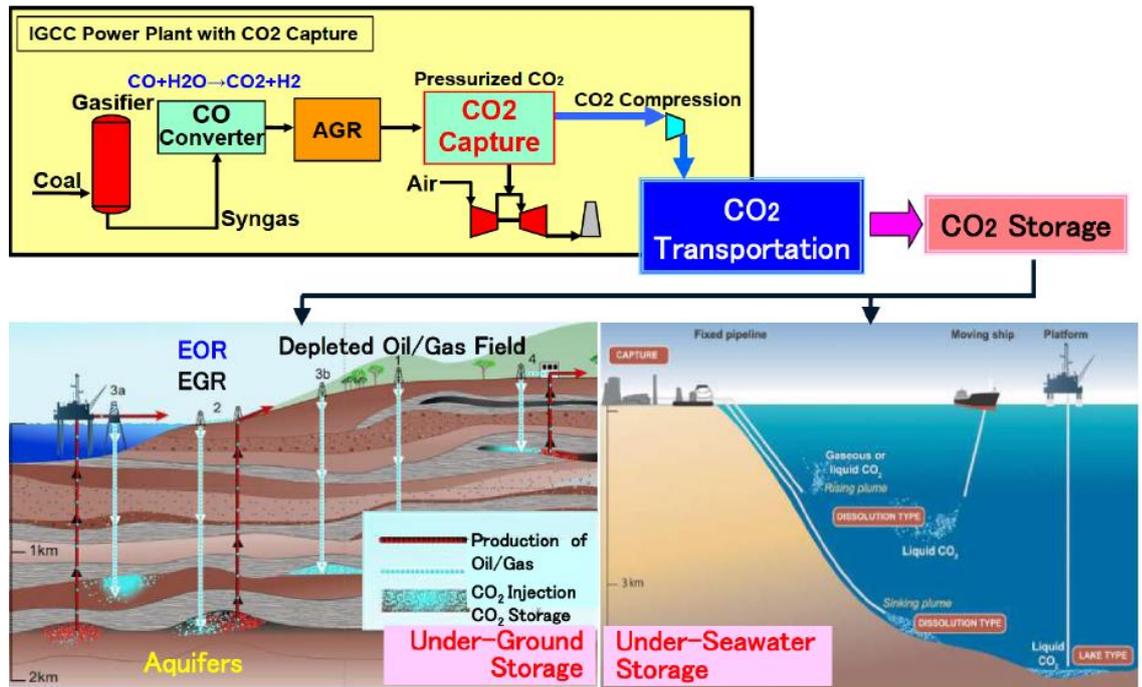


圖 17 IGCC 搭配 CCS 之利用途徑

(六) 勿來發電廠 IGCC 機組營運效能及其他表現：

由於 IGCC 採用燃煤氣化後之合成氣作為燃料，性質類似天然氣，所以對環境影響較低，合成氣在進入 GT 之前即進行淨化作業，故燃燒後之空氣污染排放可以低於燃氣複循環機組。(我國目前興建之通霄燃氣發電廠(SO_x、NO_x 及懸浮微粒設計值為 10ppm、18ppm、微量))；至於穩定度方面，目前已完成約 3,917 小時(一年約 8,760 小時)的滿載連續運轉(容量因素約 45%)，雖無法立刻擔任基載運轉，

但隨著未來大型商業化 IGCC 機組運轉後，應有助於目前燃煤推動遭遇的問題，進而減少國際燃料波動對我國發電成本之不確定性，提高能源多元化目標(設計與實際達成目標比較如表 7)。

表 7 勿來發電廠 IGCC 機組設計及實際達成目標

Item		Targets	Achievements	Note
Performance	Output	250MW	250MW	
	Efficiency(Net, LHV)	>42%	42.9%	
Emission	SOx	<8ppm	1ppm	@HRSG Outlet
	NOx	<5ppm	3.4ppm	
	Dust	<4mg/m ³ N	<0.1 mg/m ³ N	
Operational flexibility	Coal kinds	Bituminous, Sub-bituminous	Chinese, Canadian, 2US(includ. PRB), 3 Indonesian Subs, Colombian, 2 Russians	10 coals used in total
	Start-up time	<18hr	15hr	
	Minimum load	50%	36%	
	Ramping rate	3%/min	3%/min	
Reliability	Long-term continuous operation	2,000hr	3,917hr (2013/6/28~2013/12/10)	World record
	Long-term Reliability run	5,000hr	5,013hr	

IGCC 發電效率取決於燃氣複循環機組及廠用電耗用率，勿來發電廠 IGCC 機組之廠用電率約 13%，即便如此，IGCC 在發電效率上仍高出目前 600°C 燃煤 USC 機組約 10%~20%；CO₂、灰分及循環

水使用皆下降約 10%~60%(效率比較如圖 18)，在發電效率及環境友善程度上，仍優於燃煤 USC 機組。

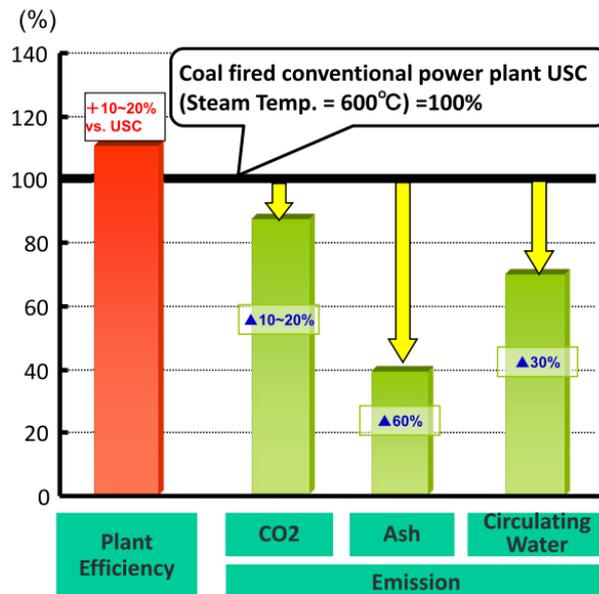


圖 18 勿來發電廠 IGCC 機組與 600°C 超超臨界火力發電機組之效率比較圖

勿來發電廠 IGCC 機組由試驗型機組轉型為商業型機組，若以勿來發電廠 IGCC 機組之總投資成本作為商業化 IGCC 發電廠之投資參考，投資總額不夠精確，日方初步評估商業化之小型 IGCC 發電廠投資，應較目前新設 USC 增加約 20%，若規模放大，則投資總額應可與 USC 差異不大，惟相關費用仍需俟商業化發電廠營運後，才能有客觀之統計數字參考。

八、日本的煤炭政策

2010 年日本福島事故後，核能發電量多由燃氣發電及燃煤發電替

代(圖 19 日本電源結構佔比統計圖)，初級能源多仰賴國外進口，國際上也面臨全球傳統能源蘊藏有限、能源價格劇烈波動，以及國際減碳壓力漸增等挑戰，使得日本於 2014 年貿易由順差轉為逆差，原因來自於天然氣、原油及石油製品價格飆漲，但燃煤價格仍無變化，顯示燃煤價格相對穩定，有利於國內物價穩定(圖 20 日本貿易順逆差平衡圖)，正因為燃煤發電在日本能源中持續扮演非常重要的角色，淨煤技術的發展及提升燃煤機組效率，是各日本各大鍋爐廠家積極研究發展的關鍵技術。

經初步了解，日本燃煤發電業者目前尚未有國家政策減碳之壓力，但考慮國際間之減碳趨勢，日本許多電力公司及設備商亦積極研發其他減碳技術，如投資 CCS 技術或再生能源。

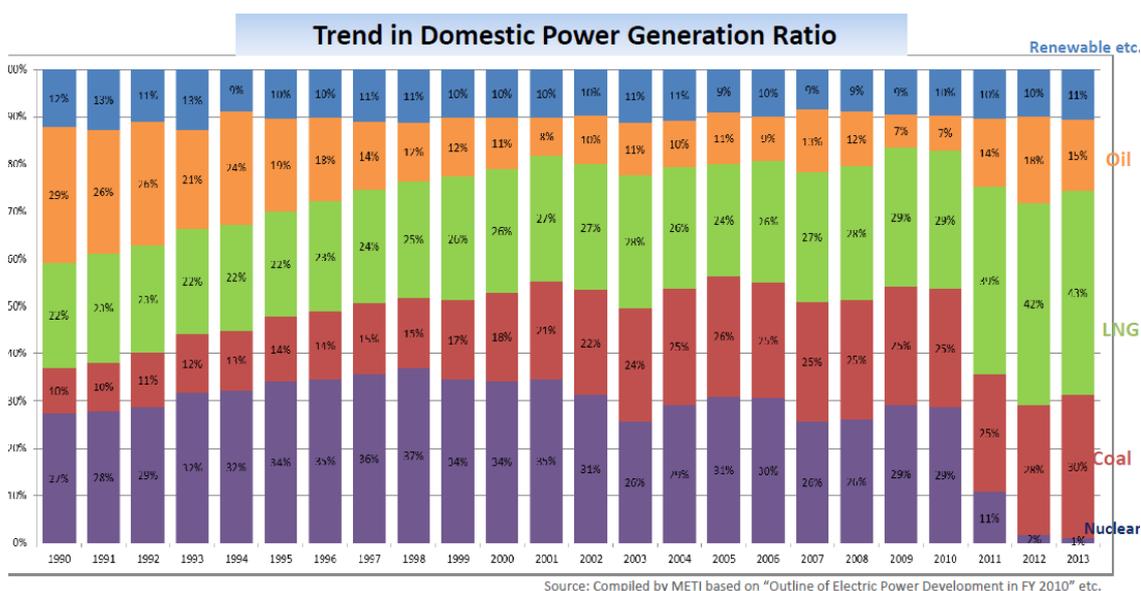


圖 19 日本電源結構佔比統計圖

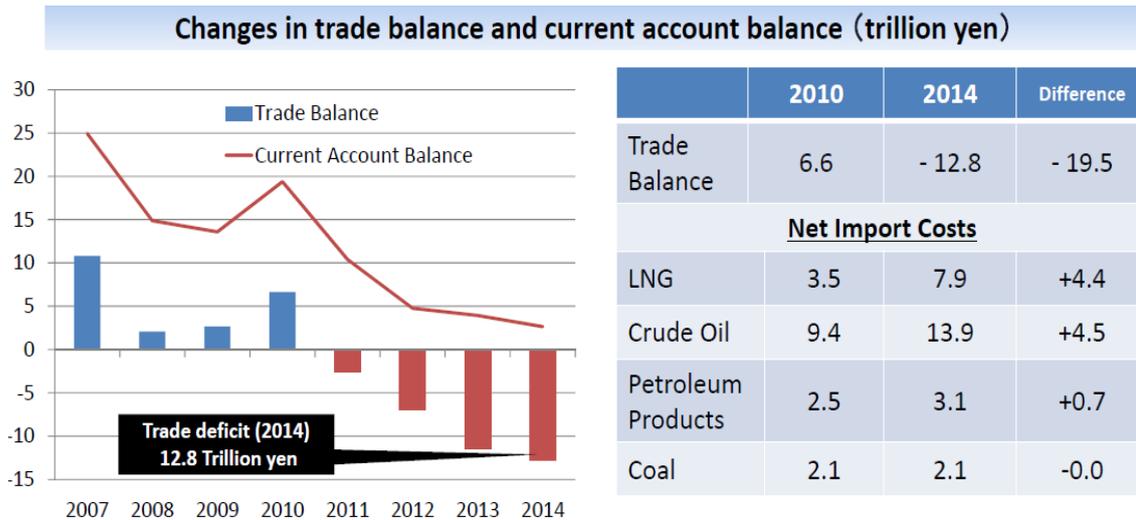


圖 20 日本貿易順逆差平衡圖

九、MHI CO₂ 捕捉技術發展

本次雖拜訪 MHPS 公司，但 CCS 技術目前仍由 MHI 所主導及發展，由於 MHI 自 1999 年以來已有 11 座燃燒後捕捉二氧化碳之 CCS 經驗，屬於世界上具有相當經驗之設備商。

MHI 的 CO₂ 捕捉技術係與關西電力(KANSAI)共同開發，兩家公司對於煙氣中之二氧化碳回收技術有一系列的長期研究項目，共同研究開發並擁有大量的實驗室試驗設施和試驗廠，所開發的 KM CDR 捕捉技術係採用高性能 KS-1 溶劑吸收二氧化碳，操作實績可達 90%以上之 CO₂ 去除率。

KM CDR 捕捉技術之操作流程概述如圖 21，首先將發電廠之煙氣冷卻器中降到 45°C (113°F) 或更低的溫度後，將煙氣送入吸收塔的底部，由下向上穿過塔內部的填充材料，同時將 KS-1 溶劑由上部均勻灑

下，KS-1 溶劑選擇性地捕捉氣體中的 CO₂。接著，捕捉 CO₂ 後之 KS-1 溶劑形成「富 CO₂ 溶液」並在吸收器的底部集中，接下來先進行熱交換再泵送至脫氣塔的上部。進入脫氣塔後，該「富 CO₂ 溶液」均勻灑佈至填充材料上並接觸向上流之「脫氣蒸汽」，以去除溶液中的 CO₂，可產生體積百分比 99.9% 以上，壓力 1.6 barA(乾基)的高純度二氧化碳。最後將「貧 CO₂ 溶液」冷卻後重新送至吸收塔循環使用，所捕捉之 CO₂ 經壓縮可再利用或進行儲存。

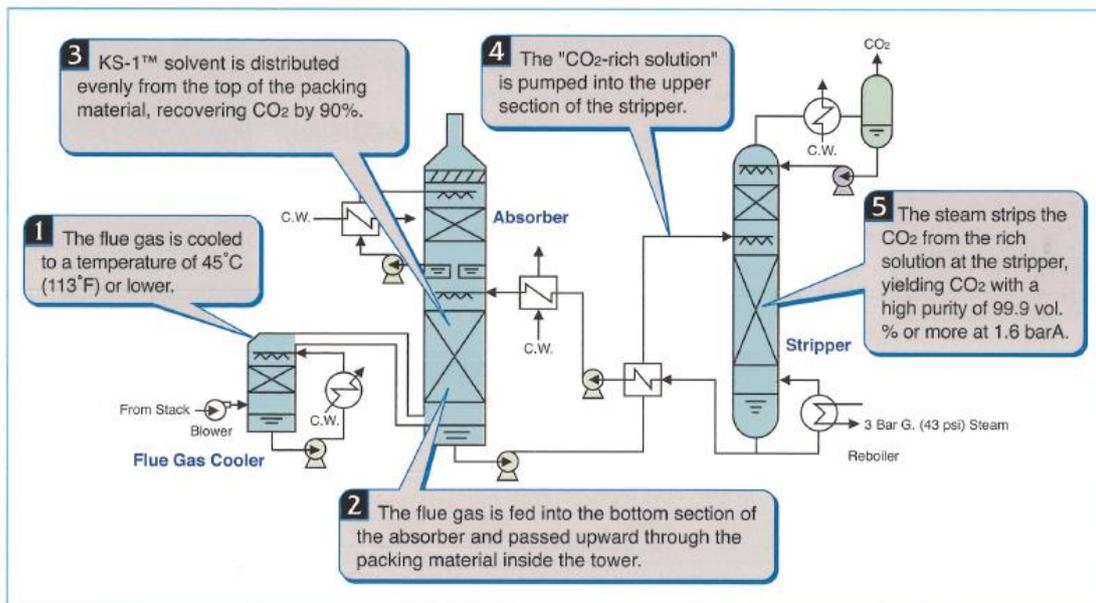


圖 21 KM CDR 捕捉技術流程圖

MHI 發展的 KM CDR 捕捉技術，自 1991 年起開始應用於大阪的 Nanko Pilot Plant，並陸續擴大規模應用於化工製程（製造尿素、甲醇）及電業 CO₂ 捕捉，至 2014 年止已有 11 件商轉實績(技術發展及商業化實績質如圖 22~圖 23)。

1. Nanko Pilot Plant

- Location: Nanko Power Station, Osaka, Japan
- Capacity: 2 metric ton/day
- Feed Gas: Natural gas boiler
- Start-up: April 1991



2. Hiroshima Pilot Plant

- Location: Hiroshima R&D Center of MHI, Hiroshima, Japan
- Capacity: 1 metric ton/day
- Feed Gas: Coal-fired flue gas
- Start-up: October 2002



3. Matsushima Pilot Plant

- Location: J-POWER Matsushima Power Station, Nagasaki, Japan
- Capacity: 10 metric ton/day
- Feed Gas: Coal-fired boiler flue gas
- Start-up: July 2006



This program is supported by Japanese Government through HITE and J-POWER's cooperation.

圖 22 KM CDR 捕捉技術之發展



圖 23 KM CDR 捕捉技術商業化實績

(一) Alabama Power CCS 捕捉示範場計畫(詳如圖 24)

MHI與美國Southern Company及EPRI在Alabama Power, James M. Barry Electric Generating Plant推動完全整合煤炭的CCS計畫，計畫

自2011年7月3日起進行燃燒後CO₂捕捉(500噸/天)，並於2012年8月20日將CO₂加壓至1,500PSIG液化後，以4吋碳鋼管輸送至15英哩以外的Citronelle Field的鹽水層下封存。截至2014年8月為止，CO₂總捕捉量為230,110噸，儲存量為115,500噸，CO₂捕捉率為90%。



圖24 Alabama Power CCS捕捉示範場

(二) 德州 CO₂ 捕捉及 EOR 計畫

NRG energy與日礦日石能源株式會社(JX Nippon Oil & Gas Exploration Corp.)合資於美國德州距的 W.A. Parish 發電廠進行1.6Mt的CO₂捕捉試驗(捕捉率約90%)，該試驗計畫屬於燃燒後捕捉技術，採用MHI及韓國電力公社(KEPCO)共同研發的KM CDR來捕捉CO₂，並且將CO₂以12英吋管加壓輸送至81英哩以外的West Ranch油田(如圖

25)，以EOR方式灌注增加原油量產，預計2016年第4季啟動灌注。



圖 25 West Ranch CO₂-EOR 計畫

肆、心得與建議

此次奉派前往日本勿來發電廠參訪 IGCC 機組運轉情形，並與 MHPS 位於橫濱總公司共同交換 IGCC 及 CCS 技術及經驗，行程相當緊湊且充實，謹就所見所聞略誌心得與建議如下：

- 一、日本 311 福島事故後，日本進口大量天然氣作為發電使用，卻因此對國家經濟產生重大影響，為確保國家能源安全及經濟性，除了重新啟動核能發電外，2030 年燃煤發電佔比將調整為 26%(2015 年日本能源白皮書)。為了爭取地方支持，除了持續精進燃煤發電技術及提升發電效率以外，因 IGCC 實績之成功，也替日本電力公

司帶來許多鼓舞，擬興建 2 部 540MW 商業化 IGCC 發電廠，並以建廠成本 2,000USD/KW 作為目標 (低於大林發電廠 2,150USD/KW)，持續降低設置成本並提高運轉穩定度。

二、本公司燃煤發電廠年排碳量達 55 百萬噸以上，預期未來排放量可能會再增加，在核能政策未明朗之前，我國需維持適當比例之燃煤發電，以兼顧能源安全及經濟性。然而，在面臨「溫管法」、「國家自定預期貢獻(INDC)」及「巴黎氣候會議(COP 21)」等壓力下，需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，並適時導入發電廠，燃煤發電方能持續發展。

三、過去 IGCC 發電廠因投資成本過於昂貴、穩定性不佳及缺乏商業化實績等因素，無法吸引外國電力公司之眼光，惟若日本新建之商業化 IGCC 可順利運轉，建廠費用又具有價格競爭性，則可能成為突破我國燃煤發電困境之關鍵技術，但由於備品取得、發電成本、運轉維護費用及維護作業屬於業務機密，且 IGCC 之合成氣潔淨系統的原料及設備由三菱化學所提供，該設備之後續供應方式(技術是否為獨家或專利、國內是否有供應商等)及價格亦無法取得，未來我國仍需進一步整體評估引進之可行性。

四、目前 CCS 技術發展以燃燒後捕捉(post-combustion)較多，而 IGCC

結合 CCS 之燃燒前捕捉(pre-combustion)之實績並不多。目前 post-combustion 示範廠的 CO₂ 捕捉容量最大為 500 噸/天，與 500MW 的燃煤發電廠每日碳排放量約 10,000 噸仍有差距。此外無論捕捉方式為何，CO₂ 封存場址之安全性、有效性及運輸方式亦有所爭議，仍需與公眾溝通，故 CCS 之實際應用亦仍有許多不確定性。

五、長遠而言，CCS 仍是我國達成溫室氣體減量目標非常重要的減量工具，但由於研發技術及灌注工程昂貴，MHI 亦表示若未搭配 EOR，CCS 並無經濟性效益，將增加公司財務風險。如果要能夠做到技術普及化及碳補集後之利用(utilization)，應由政府積極參與並主導並投入研發資金及財務補助，建構 CCS 法令架構及環評規則，始能有利於發展我國的碳捕捉與封存技術。