

出國報告（出國類別：考察）

考察德國 Schwarze Pumpe CCS 示範廠暨
考察法國 Alstom 之電廠設計中心

服務機關：台灣電力公司

姓名：鄭慶鴻

職稱：一般工程監

姓名代號：064396

派赴國家：法國、德國

出國期間：97年11月30日至97年12月06日

報告日期：98年01月20日

出國報告審核表

出國報告名稱：考察德國 Schwarze Pumpe CCS 示範廠暨考察法國 Alstom 之電廠設計中心		
出國人姓名	職稱	服務單位
鄭慶鴻	主管燃料	台灣電力公司電源開發處
出國期間：97年11月30日至97年12月06日		報告繳交日期：98年01月20日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1. 依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2. 格式完整 (本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input checked="" type="checkbox"/> 3. 內容充實完備。 <input checked="" type="checkbox"/> 4. 建議具參考價值 <input checked="" type="checkbox"/> 5. 送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 6. 送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 7. 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 <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"/> 8. 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)，與同人進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 9. 其他處理意見及方式：	
層轉機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1. 同意主辦機關審核意見 <input type="checkbox"/> 全部 <input type="checkbox"/> 部分 _____ (填寫審核意見編號) <input type="checkbox"/> 2. 退回補正，原因： _____ <input type="checkbox"/> 3. 其他處理意見：	

說明：

- 一、出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。
- 二、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 三、審核作業應於報告提出後二個月內完成。

報告人： 單
 主管： 主管
 主管處
 主管：
 總經理： 副總經理：

台灣電力公司出國實習人員返國座談會執行情形報告表

應用 97 年度出國計劃第 157 號

座談會	時間	97 年 12 月 31 日 上午 9 時		地點	總管理處 2202 會議室	
	參加對象	核能火力發電工程處：張宗琦、潘文川、王奕筌 工安環保處：林武煌、溫桓正、翁財發、楊忠憲 電源開發處：余處長勝雄、楊副處長勳得、吳明竑、焦中輝、雷嘯、孫建平、周錦雲、莊弘祥、鍾輝乾、黃連通、廖鴻徽、范淑雄、蕭凱宇、鄭建增、蘇恆慧、陳志鴻、楊喬然、曾文良、廖為琦、鄭慶鴻				
報告人	單位	電源開發處	職位名稱	一般工程監	姓名代號	鄭慶鴻 064396
	任務內容	考察德國 Schwarze Pumpe CCS 示範廠暨考察法國 Alstom 之電廠設計中心				
	出國期間	自 97 年 11 月 30 日至 97 年 12 月 6 日合計 7 日				
報告內容	一、Alstom 公司對於 CO2 減量措施之評估。 二、富氧燃燒法(Oxyfuel)介紹。 三、德國 Schwarze Pumpe Oxyfuel CCS 示範廠介紹。 四、Alstom 公司對於提升超臨界燃煤機組熱效率之評估。 五、心得與建議。					
參加人員會審意見	一、工環處： (一) Capture ready 是新觀念，未來國內確有可能實施，故新建火力電廠需預留 CCS 空間，惟流程不宜先決定。 (二) B&W 公司認為蒸汽溫度 600°C 以上可能有材質上問題，仍待長期觀察。 二、核火工處： (一) 報告內容貼近事實，未來新機組效率之訂定需考慮煤質及海水溫度。 (二) 建議新建燃煤計畫可行性研究應建立熱效率之計算基準及各項參數。 三、開發處： (一) 未來效率之訂定應依據廠址條件進行評估，並以 LHV 為基準。 (二) 有關廠用電之計算範圍，各計畫應一致並釐清與國外之異同。					
單位主管評審意見	一、美國要求新興燃煤計畫皆應符合 Capture ready，惟成本太高，許多計畫因而取消。由於 CCS 技術持續發展，本公司新建計畫如規劃預留其空間，在方案選擇上應更審慎評估，以確保將來實際可行。 二、報告建議本公司與歐洲 Vattenfall 公司合作之構想甚佳，惟建議之合作方式應明確，可能需付費辦理。 三、工研院與 Japan Coal 合作，將於 2009 年派員赴日參訪，建議本公司相關單位可共同派員參加。					

製表：



單位主管



副總經理：



抄 件

檔 號：
保存年限：

台灣電力股份有限公司電源開發處 開會通知單

受文者：本處火力電源組

發文日期：中華民國 97 年 12 月 25 日

發文字號：D開字第 09712000541 號

速別：

密等及解密條件或保密期限：

附件：



開會事由：本處 97 年度第 157 號出國計畫返國座談會

開會時間：中華民國 97 年 12 月 31 日（星期三）上午 9 時

開會地點：總管理處 2202 會議室

主持人：余處長勝雄

聯絡人及電話：鄭慶鴻 (02)2366-6871

出席者：工安環保處、核能火力發電工程處、本處火力電源組、電源策劃組、工程地質組

列席者：黃專業總工程師列席指導

副本：楊副處長勳得、王副研究員振裕

備註：

- 一、本次出國計畫內容係「考察德國 Schwarze Pumpe CCS 示範電廠暨考察法國 Alstom 之電廠設計中心」，出國人員鄭慶鴻。
- 二、出國人員簡報：
 - (一)Vattenfall 電力集團之 Schwarze Pumpe CCS 示範電廠介紹。
 - (二)Alstom 公司對提昇超臨界燃煤機組發電效率之評估。
- 三、為配合辦公室做環保，出席人員請自備水杯。

開發處 97 年度第 157 號出國計畫返國座談會
會議簽名單

時 間	97.12.31 上午 9:00		地 點	總管理處 2202 會議室
主 持 人	余處長勝雄		紀 錄	陳志鴻
出 席 人 員	單 位	簽名 (請以正楷書寫)		備註
	1	黃專總憲章		列席
	2	余處長勝雄	余勝雄	
	3	工安環保處	林武煌 楊忠憲 溫振正	
	4	核火工處	沈宇琦 潘文川 王秉筌	
	5	電源開發處	楊立得 曾嘯 吳明志 蘇恒慧 廖鴻發 孫建平 廖俊琦 曾文良 范汝雄 陳志鴻 楊奇然 劉錦雲	莊中祥 莊弘祥 黃才通 黃訓宇 鄭建峰

目 次

壹、出國緣由	02
貳、出國行程	03
參、Alstom 公司對 CO2 減量之評估	04
肆、德國 Schwarze Pumpe Oxyfuel CCS 示範廠介紹	10
伍、Alstom 公司對提升超臨界燃煤機組熱效率之評估	27
陸、心得與建議	32

壹、出國緣由

- 一、燃煤發電所產生之溫室氣體議題係全球矚目之焦點，而抑制CO₂排放之方法除提升熱效率外，即係採用碳捕捉及儲存之方式(Carbon Capture and Storage, CCS)。日前德國Schwarze Pumpe電廠甫於2008年8月完成CCS示範電廠，刻已運轉中，且各國際期刊爭相報導。由於本公司未來仍將持續開發燃煤發電，應持續積極關注國際間之減碳技術及運轉經驗，爰擬參訪該電廠以獲取該廠之相關經驗及對本公司之建議。
- 二、目前國際間對於CO₂減量最為經濟可行之方式仍係藉由蒸汽條件之提升以增加機組熱效率，俾降低CO₂單位排放量，而整廠各項設備之選用及整合亦將影響整廠熱效率。為進一步瞭解歐洲之發電設備進展概況，擬參訪法國Alstom公司位於Belfort之設計中心(Plant Design Center)，以擷取該公司為因應全球暖化議題所進行之設計及研發工作。

貳、出國行程

11月30~12月1日（星期日、一）

往程（台北→德國法蘭克福→瑞士蘇黎克→法國貝爾福特）

12月2日（星期二）

赴 Alstom 公司電廠設計中心討論超臨界燃煤發電計畫相關技術性事宜

12月3日（星期三）

移動日（法國貝爾福特→德國史圖佳特）

12月4日（星期四）

赴 Alstom 公司鍋爐設計中心討論超臨界燃煤鍋爐設計及 CCS 相關技術事宜

12月5日（星期五）

考察德國 Schwarze Pumpe Oxyfuel CCS 示範廠

12月6日（星期六）

返程（德國→台北）

參、Alstom 公司對 CO₂ 減量之評估

一、 Alstom 公司簡介

Alstom 公司設立於歐洲，係國際間主要之電廠 EPC(Engineering, Procurement, Construction)廠家之一。該公司產品包括鍋爐、汽輪機、氣渦輪機、環保設備、發電機、儀控設備等火力電廠設備，以及水力、風力發電相關設備。至於核能發電部分，則有汽輪機及發電機。在過去 70 年間已提供超過 220 座汽力發電廠之設備，總裝置容量約達 80GW，其中 50%之裝置容量係以統包方式辦理。

該公司總部位於法國 Levallois-Perret，本次參訪地點包括位於法國 Belfort 的 Plant Design and Turbine and Generator Manufacturing Center 及位於德國 Stuttgart 的 Boiler Design and Manufacturing Center。

二、 電力部門CO₂減量目標之擬定

Alstom公司雖為設備廠家，惟該公司近年來致力於CO₂減量及CCS技術之發展，對於各項CO₂減量方式及全球減量趨勢亦多所評估。該公司依據IPCC於 2007 年之研究資料為基礎，推估目前至 2030 年間之具體可行之CO₂減量方式。

IPCC認為溫室效應將大幅增加瘧疾、洪水、糧食危機等災害之風險，而大氣氣溫應控制在合理範圍內方可將各項災害之風險控制在可接受的範圍。經模擬，氣溫上升幅度應控制在 2°C 以下(以 1900 年之氣溫為基準)，而相對地，大氣中之CO₂濃度需控制在 450ppm以下。

依據國際能源總署(IEA)2007 年之資料顯示，能源相關產業在 2005 年所排放之CO₂達 270 億噸/年，若不作任何努力，則在

2030 年時之排放量預估將達 420 億噸/年。為使CO₂濃度維持在 450ppm，在 2030 年之排放量需抑制在 230 億噸/年以下，亦即 2030 年時CO₂需減量約 45%以上。至 2050 年時則約需減量 80% (圖 1)。

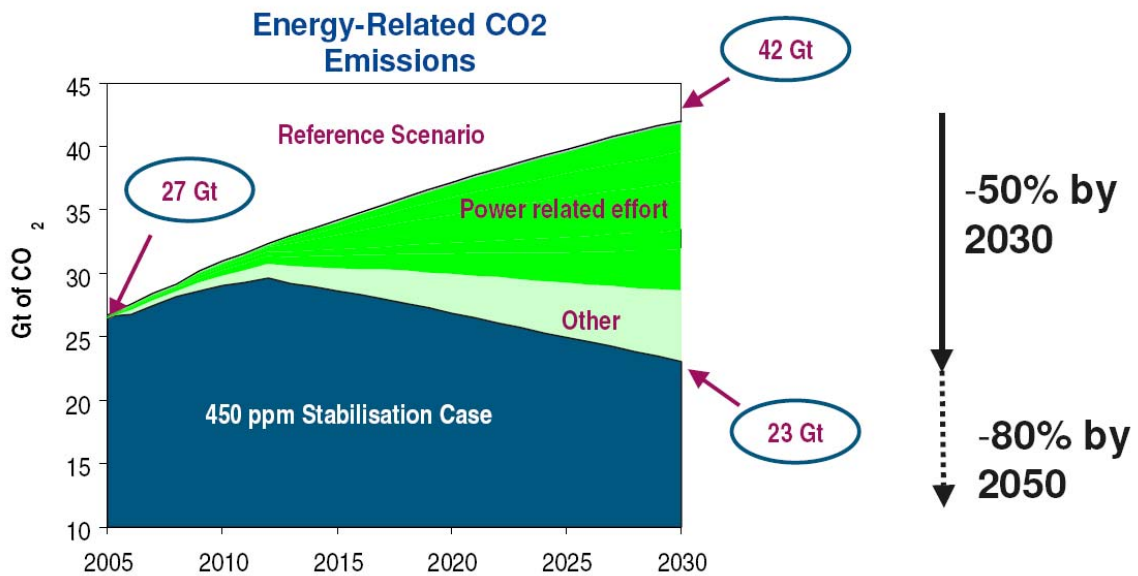
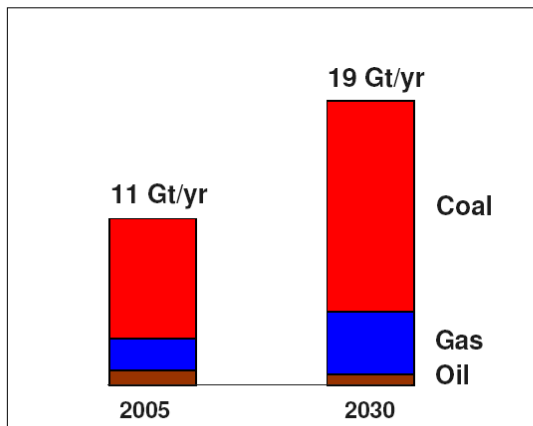


圖 1、維持大氣中CO₂濃度為 450ppm之減量情境(IEA 2007)

2005 年至 2030 年間之CO₂排放之所以會持續成長，主因係全球之能源需求仍持續成長，而為滿足需求，需新建許多火力電廠。依據IEA 2007 年資料，電力部門在 2005 年之CO₂排放量約 110 億噸/年，至 2030 年可望達 190 億噸/年，其中以中國及新興國家新建之燃煤、燃氣電廠所排放之CO₂佔多數 (圖 2)。

Annual Power sector CO₂ emissions by fuel *



Annual Power sector CO₂ emissions by region *

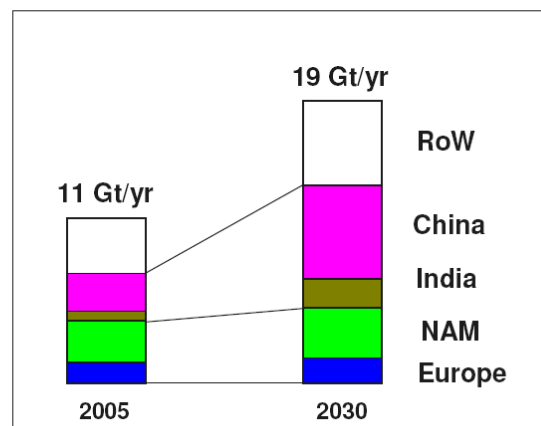


圖 2、電力部門CO₂排放量之成長預估(IEA 2007)

爰此，電力部門之CO₂排放應在 2030 年減量 80 億噸/年，方能維持 2005 年之排放水準。Alstom 公司認為可透過有效的能源使用、開發低碳能源、提升發電設備效率及設置 CCS 設施等 4 項措施以達成前開減量目標。分述如下：

(一) 有效的能源使用(Use of Energy)

藉由廣泛使用節能電器(冷氣、冰箱等)，智慧型之用電需求端管理，以及合理之電廠調度，在 2030 年可減量 10~40 億噸/年，合理預估減量值約 25 億噸/年。

(二) 開發低碳能源(Energy Mix)

依據國際間之電源開發計畫及目標，Alstom 評估在 2030 年前核能發電、水力發電及再生能源之新增裝置容量可分別達 200GW、700GW 及 600GW，則屆時 CO₂ 減量值約可達 15 億噸/年。

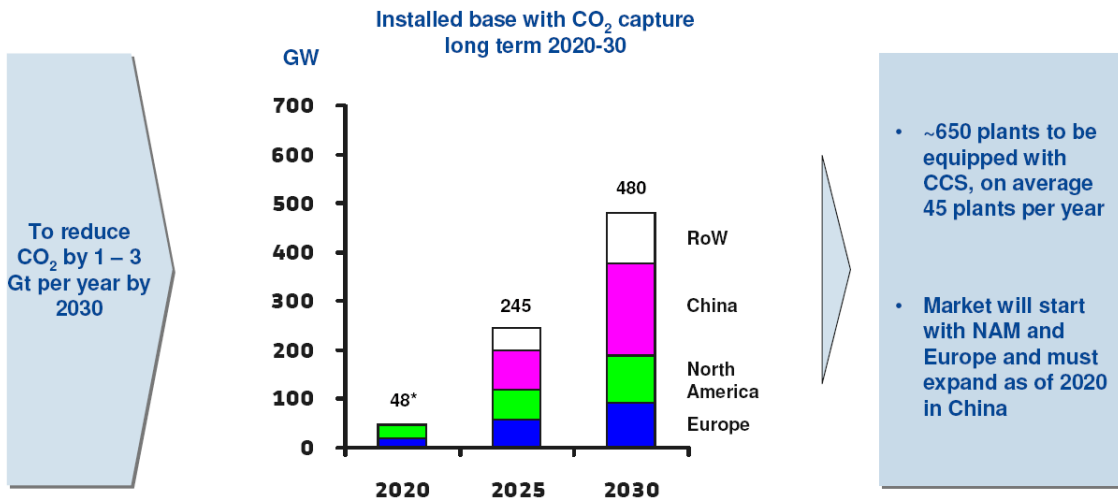
(三) 提升發電設備效率(Production Efficiency)

能源技術持續發展，火力發電之效率亦持續提升。預估 2020 年後，新設燃煤發電機組之熱效率可達 50% 以上，燃氣機組則可達 60% 以上(效率基準為LHV，NET)。則 2030 年之CO₂減量可達 15 億噸/年。

(四) 設置 CCS 設施(Carbon Capture and Storage)

在 2015 年前，國際間預計有 20 座大型 CCS 示範廠陸續完工運轉。2015 年後之 CCS 可望蓬勃發展。Alstom 公司評估，在 2030 年 CCS 對 CO₂ 減量之貢獻可達 10~30 億噸/年，合理預估減量值 20 億噸/年。

為達成前述減量目標，國際間需設置 CCS 設施之火力發電裝置容量約 480GW，相當於 650 座電廠。換言之，2015~2030 年間每年平均約有 45 座電廠需設置 CCS。而設置 CCS 之趨勢將由北美洲及歐洲開始，2020 年以後則需擴及中國。(圖 3)



*Reasonable ramp-up considering capacities of manufacturers / may be higher if capacity constraints overcome

圖 3、迄 2030 年裝置 CCS 設施之火力發電裝置容量成長預估(Alstom)

綜合前述 4 項 CO₂ 減量措施，Alstom 公司評估 2030 年時電力部門

之減量成效如圖 4。

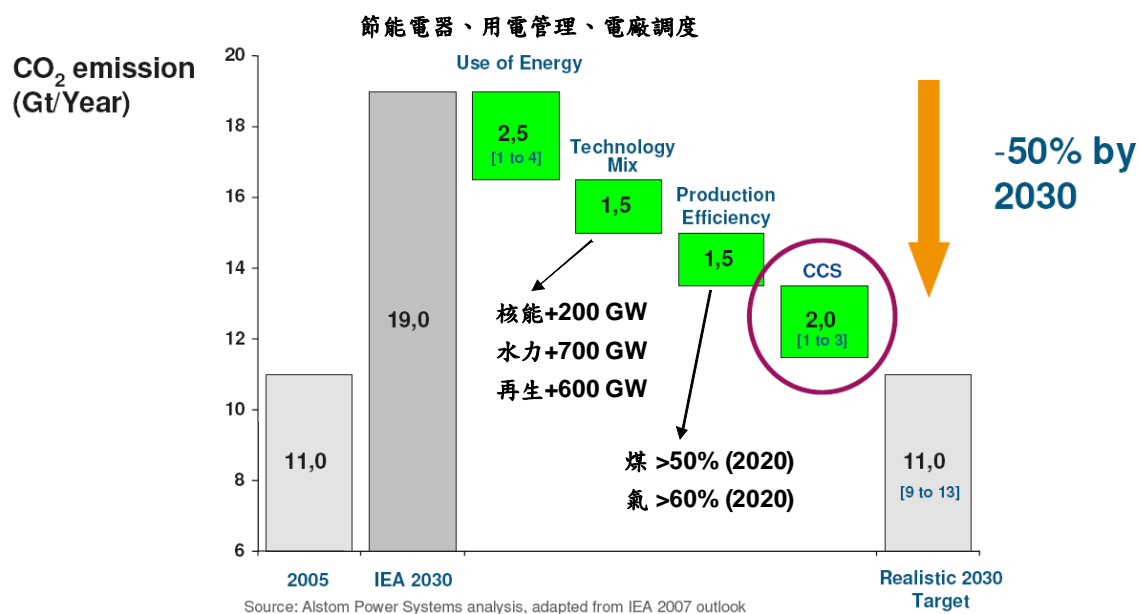


圖 4、電力部門各項減碳措施組合之預估成效(Alstom)

三、 Alstom 公司對 CCS 技術發展之評估

(一) CCS 技術發展進程

CO₂ 捕捉技術主要可分為 3 種，即燃燒後處理 (Post-combustion)、燃燒前處理 (Pre-combustion) 及富氧燃燒 (Oxyfuel)。其中燃燒前處理需結合煤炭氣化複循環發電技術 (IGCC)，而 Alstom 公司並未投入 IGCC 之發展，故該公司目前僅投入燃燒後處理及富氧燃燒等 2 技術之研發。

燃燒後處理方式包括以冷凍氨 (Chilled ammonia) 或胺類 (Advanced amine) 作為吸收劑以捕捉 CO₂，目前已陸續進行示範電廠之計畫，預估 2015 年後可達商業化。富氧燃燒技術目前僅有 2 座 30MW 之示範蒸汽廠，分別位於法國的 Lacq 廠及德國的 Schwarze Pumpe 廠，尚未完成示範電廠計畫，預估商業化時程將在 2016~2020 年以後。該公司評估各項 CCS 技術之發展進程如圖 5。

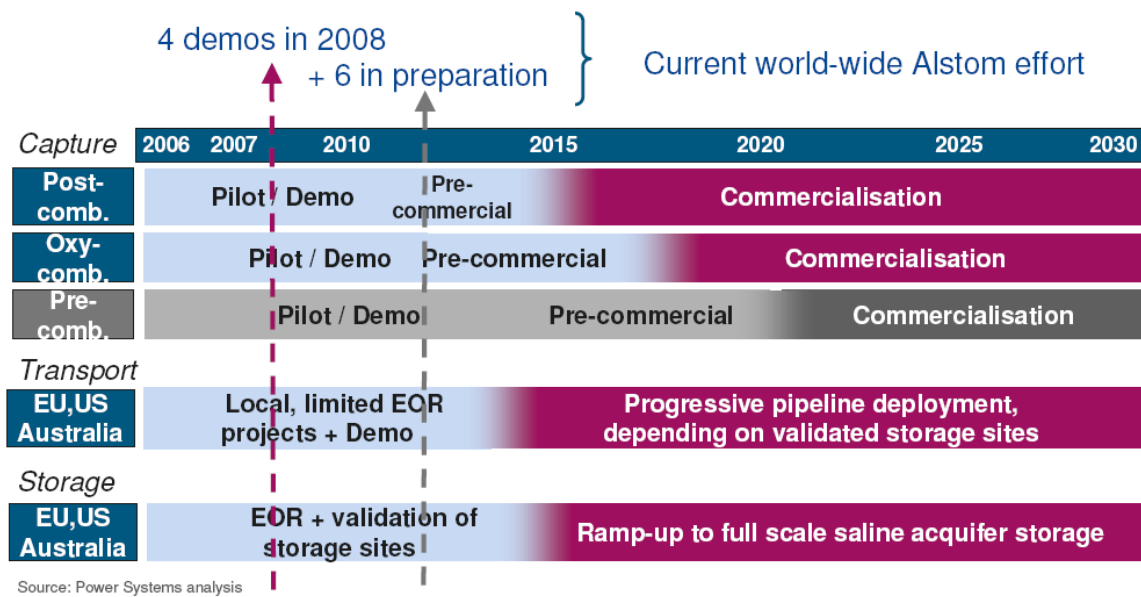


圖 5、CO₂捕捉、運送及儲存技術之發展進程評估(Alstom)

本出國計畫主題係參訪德國 Schwarze Pumpe 示範廠，由於該廠所採用之 CCS 技術為富氧燃燒法，故本報告僅就該法進行說明。

(二) Carbon Capture Ready 電廠發展趨勢

鑒於CCS係未來CO₂減量之關鍵措施之一，故國際間極為重視火力發電廠是否具有加裝CCS設施之可行性，以便於CCS技術成熟後直接引入電廠使用。以美國為例，近年來有許多燃煤發電計畫因各州政府要求新建燃煤電廠需符合「Carbon Capture ready」之條件，使民間電力業者增加額外之財務負擔，而致相當多燃煤計畫遭擱置或取消。

所謂的Capture ready，國際間尚無一致性之定義，多由各國或各地方政府自行規定並進行審查。依據IEA 2007年之「CO₂ Capture Ready Plants」研究報告，Capture ready電廠之3項條件如下：

- 1、 需進行未來加設CO₂捕捉設備以及先期必要投資項目之可行性評估。
- 2、 廠區需具有充裕空間以設置 CCS 設施及可能之額外設施。
- 3、 確認未來合理可能之CO₂儲存方式及地點。

Alstom 認為未來火力發電計畫可能需具備 Capture ready 之條件方可獲批准，故 CCS 設施之市場可期。該公司目前亦針對此項需求提供客戶進行 Capture ready 之評估服務。

肆、德國 Schwarze Pumpe Oxyfuel CCS 示範廠介紹

一、 Vattenfall 電力公司簡介

Vattenfall 公司係挪威籍之電力公司，發電量居歐洲第 5 大，年售電量約 200 TWh，蒸汽生產量則為歐洲第 1。

該公司於挪威之電廠以核能、燃氣、水力及再生能源為主，旗下之燃煤電廠多位於德國境內。全公司CO₂年排放量約 9,000 萬噸，該公司以CCS作為未來CO₂減量之主要措施，目標訂在 2030 年之年排放量降至 1990 年排放量之 50%，於 2050 年達成零碳排放。

該公司目前之 CCS 計畫包括：

(一) 德國 Schwarze Pumpe 示範廠

Schwarze Pumpe 電廠位於柏林及德勒斯登之間，原設置 2 部 800MW 之燃煤電廠，該公司於該廠旁設置 30MW 之 CCS 蒸汽示範廠，採用富氧燃燒法，已於 2008 年 8 月完工運轉。

(二) 挪威 Mongstad 示範電廠

該公司預計於 2010 年完成發電裝置容量 280MW，蒸汽裝置容量 350MW 之燃氣汽電共生廠，並將於 2014 年完成 CCS 設施。該廠將採用燃燒後處理方式。

(三) 德國 Altmark CO₂ 儲存場測試計畫

Altmark 位於柏林及漢堡之間，係一天然氣田，由於 CO₂ 可作為強化採氣 (Enhanced Gas Recovery, EGR) 之媒介，故該公司預計於 2009~2011 年間進行儲存 CO₂ 之測試計畫，測試階段將儲存約 10 萬噸 CO₂，總儲存量預估可達 4 億噸以上。

(四) 德國 Jänschwalde 示範電廠

該廠位於柏林東南方，鄰近波蘭邊境，目前有 12 座 250MW 之鍋爐，6 部汽輪機，因發電設備老舊，該公司與 Alstom 公司合作將其中 1 座鍋爐改為富氧燃燒鍋爐，以作為富氧燃燒技術應用於發電之首座示範廠，預估於 2015 年商轉。該廠所排放之 CO₂ 將經由管線輸送至距離約 300 公里外之 Altmark 以作為 EGR 使用。

依據該公司目前之評估，既有火力發電廠之 CCS 設施以燃燒後處理方式為可行，至於新建燃煤發電廠之 CCS 設施則似以富氧燃燒技術作為目前主要方向，故該公司與 Alstom 公司合作興辦多項富氧燃燒示範廠計畫。

二、富氧燃燒法 (Oxyfuel) 技術介紹

一般的燃煤汽力鍋爐係以空氣作為燃燒介質，其中約 21% 為氧氣，79% 為氮氣。燃燒後所產生之煙氣則經由環保設備處理後排放至大氣。富氧燃燒法則係將空氣中之氧氣分離出來，再與燃燒後之煙氣混合，以作為燃燒介質。燃燒過程中幾乎無氮氣參與，可大幅減少氮氧化物，而煙氣成分主要為 CO₂ 及水，CO₂ 濃

度可達 50% 以上，大幅減少 CO₂ 捕捉之困難度。

富氧燃燒法流程如圖 6，其與空氣燃燒之煙氣組成比較如圖 7 所示。

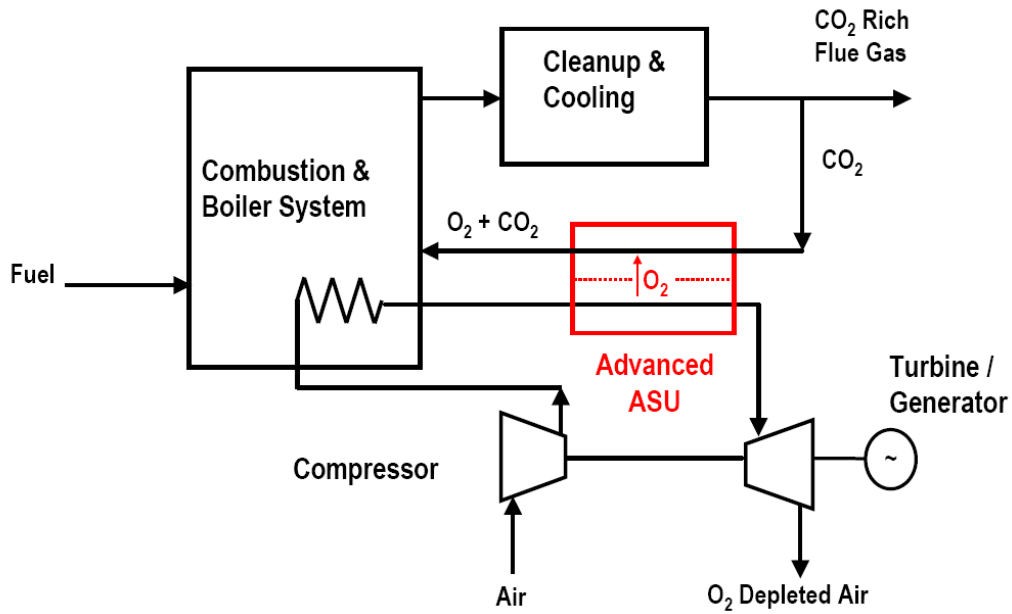


圖 6、富氧燃燒法之流程示意圖

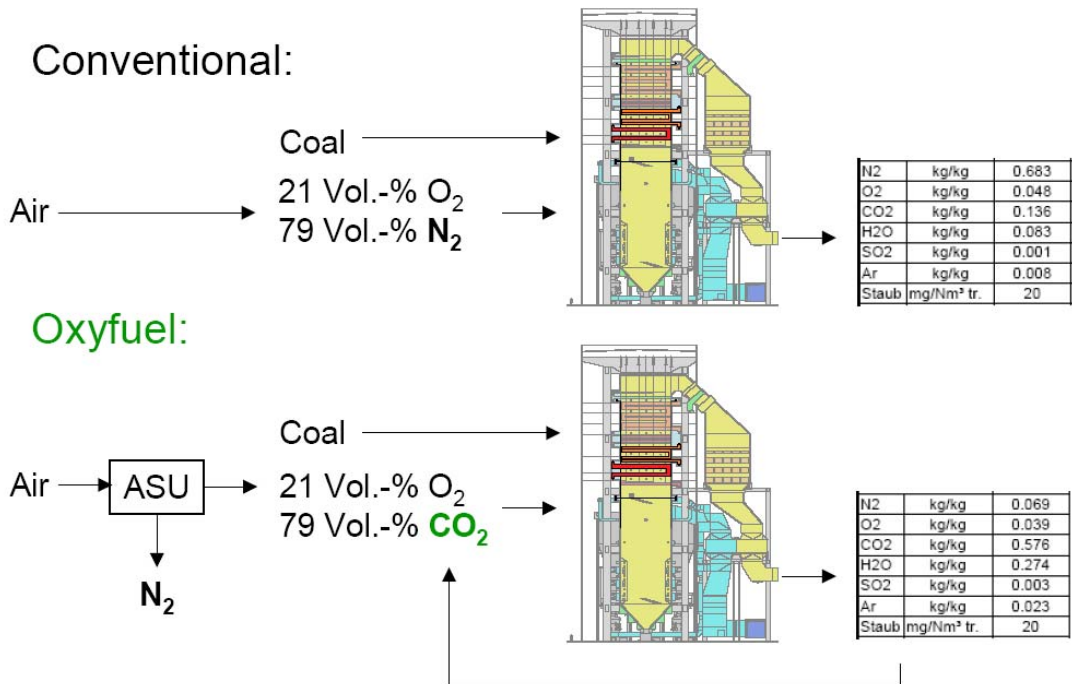


圖 7、慣常汽力鍋爐及富氧燃燒鍋爐之煙氣成份比較

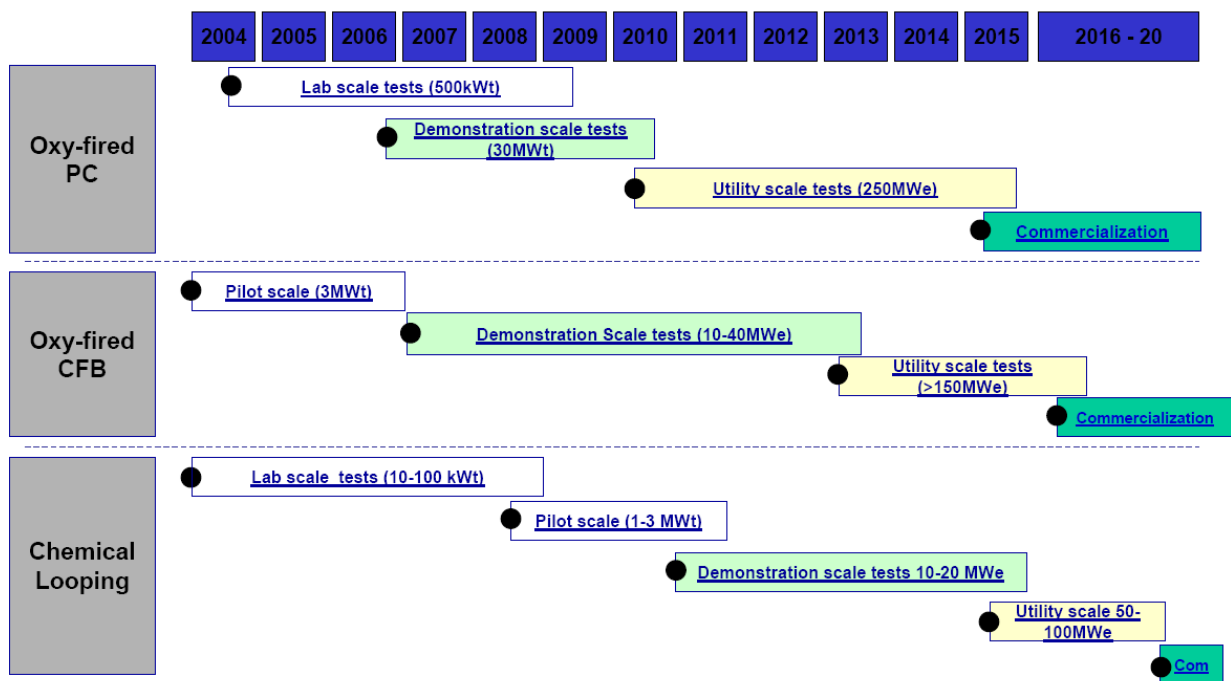
富氧燃燒法之優點包括：煙氣量較少且CO₂濃度高，後端捕獲較為容易，不會產生大量氮氧化物，以及投資費用相對較低。由於分離空氣中之氧氣及氮氣需耗用大量能源，故主要缺點係廠用電大，發電效率折減之幅度亦大。此外，目前該技術尚無應用於電廠實績。

該法運用於粉煤電廠之實績目前僅有 30MW 之蒸汽示範廠，預估於 2015 年才有 250MW 之示範電廠，最快之商業化時程亦在 2016 年以後。

由於該法主要之缺點在於空氣分離所耗用之能源極大，故若可突破該項技術，則該法將可在最低能源損耗之情形下進行CO₂之捕捉。富氧燃燒法和IGCC技術所採用之空氣分離廠相同，目前亦正發展以化學循環方式(Cheical looping)取代低溫冷凍分離方式(Cryogenic air separation)。Chemical looping係利用Me元素(亞金，一種仿金合金，以銅、鉛、鋅、鎳、錫等為主要材料)作為燃料之還化劑，將燃料分離為CO₂及水，而其氧化物則作為空氣之氧化劑以分離空氣中之氧氣及氮氣。該法具有不需空氣分離廠、100% CO₂捕捉、低捕捉成本、效率折減低等優點。Alstom 美國分公司目前正進行實驗階段，預估於 2020 年後可達商業化。

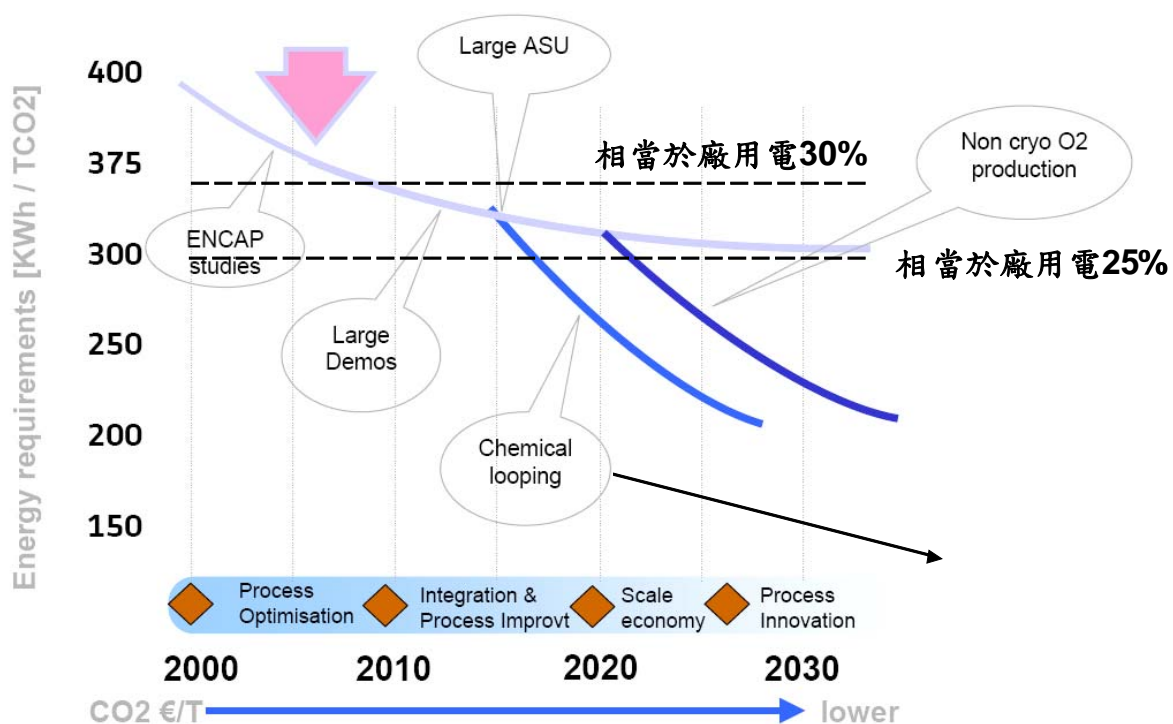
依據Alstom公司之評估，富氧燃燒法對於熱效率之折減幅度約在 8~10 個百分點左右，廠用電則約 370 度/噸CO₂，相當於 30% 之廠用電折減。

富氧燃燒法之技術發展及商業化進程如圖 8 所示，耗電量估計及其進展如圖 9。Chemical looping 流程示意如圖 10。



Source : ALSTOM analysis

圖 8、富氧燃燒法之商業化進程評估



Source: Alstom.

圖 9、富氧燃燒法耗電量預估

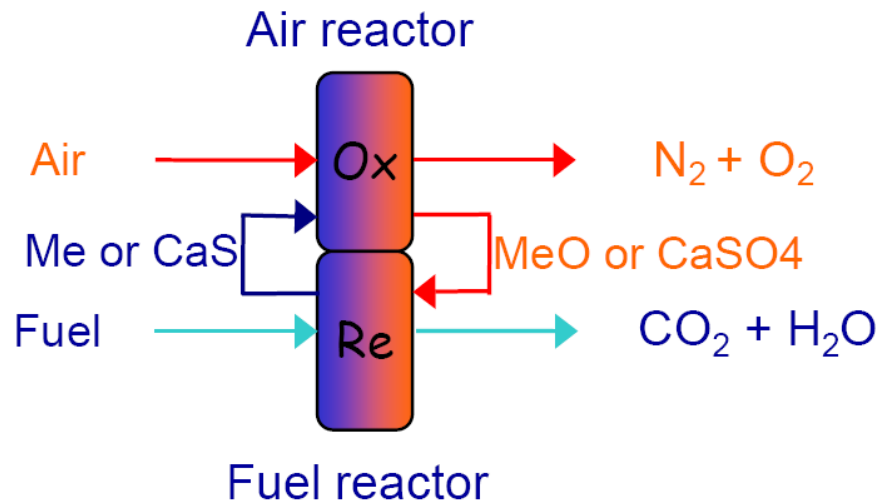


圖 10、Chemical looping 示意圖

三、 Schwarze Pumpe Oxyfuel CCS 示範廠概述

(一) 計畫概要

Schwarze Pumpe 電廠(Black Pumpe)位於柏林及德勒斯登 2 城市間之鄉間土地，計有 2 部 800MW 之次臨界燃煤汽電共生廠，於 1995 年商轉。燃料採用鄰近生產之褐煤，燃用前均利用發電後之餘熱將煤炭水份烘乾以提升發電效率。該廠所產生之蒸汽經由管線送至下游之造紙廠及煤磚廠。

Vattenfall 公司利用該電廠旁之空地設置 30MW 之蒸汽廠以設置富氧燃燒鍋爐及相關設施，以利用電廠之水、電供應。

該示範廠面積約 2 公頃(如圖 11)，設備包括空氣分離廠(Air Separation Unit)、富氧燃燒鍋爐(Oxyfuel Boiler)、靜電集塵器(ESP)、石灰石-石膏法脫硫設備(FGD)、煙氣冷凝器(Flue Gas Condenser)、CO₂處理廠(Gas Processing Plant)。詳如圖 12。

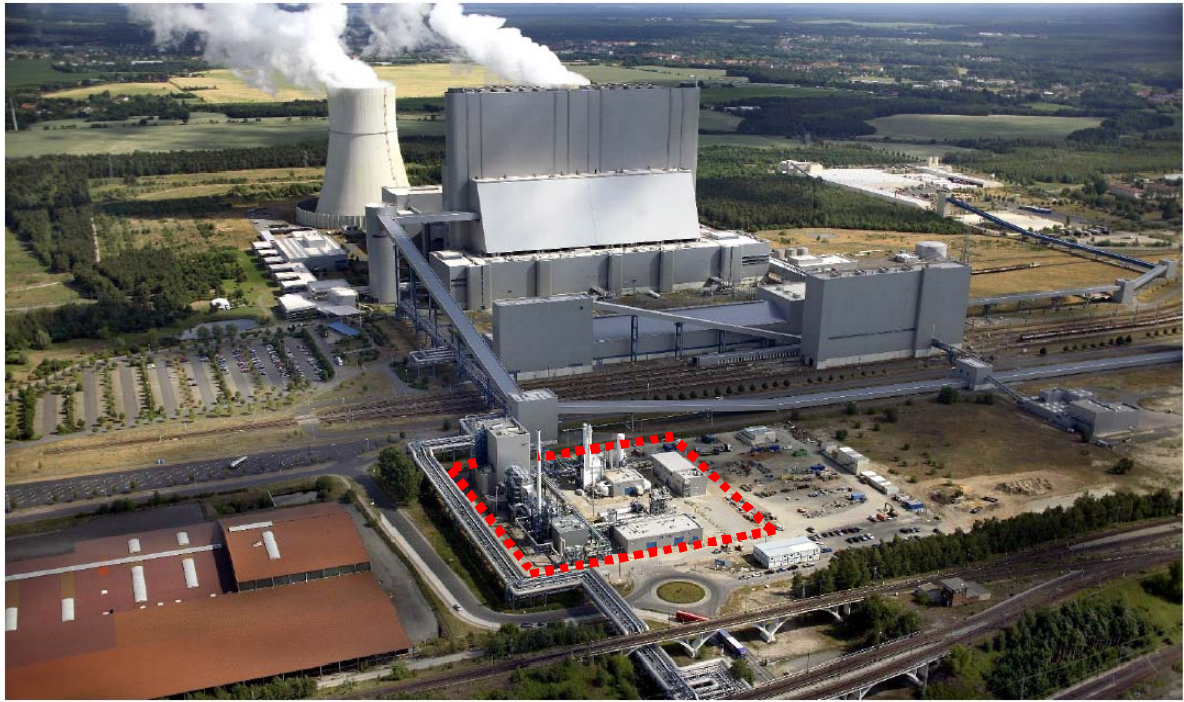


圖 11、Schwarze Pumpe 電廠暨 CCS 示範廠航照圖(資料來源：Vattenfall)

(虛線範圍為 CCS 示範廠)



圖 12、Schwarze Pumpe Oxyfuel CCS 示範廠設備

該 CCS 示範廠計畫自 2005 年開始規劃，2006 年 5 月動工，於 2008 年 8 月完工運轉，工期約 2 年。完工後先由 Alstom 進行試運轉，於 2008 年 12 月 6 日移交 Vattenfall 公司。工程進度表如圖 13。

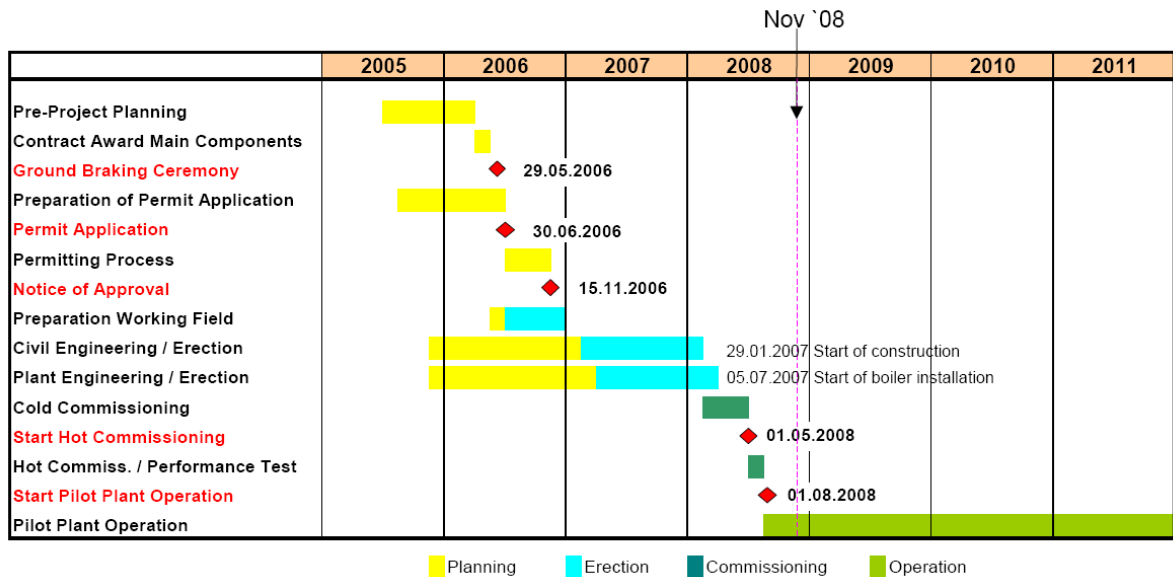


圖 13、Schwarze Pumpe CCS 示範廠工程進度

該計畫總投資金額約歐元 7,000 萬元，另擬於未來 10 年內編列歐元 3,000 萬元之預算，以進行各項測試及研發工作。該廠之設計使用壽年為 10 年。

Vattenfall 公司擬測試之項目包括：

1. 建立空氣燃燒及富氧燃燒之參考資料。
2. 最佳運轉模式。
3. 材料測試。
4. 燃燒器最佳化測試。
5. 瞭解褐煤及煙煤於富氧燃燒狀態下之特性。

捕捉後之CO₂，除空氣分離廠製造商Linde已承諾每年回收4,000噸之外，亦可藉由卡車運送至約350公里外之Altmark進行EGR，每天約需7~9車次，每車裝載量約20噸。由於Altmark EGR計畫至2009年方完工，故目前該示範廠之CO₂皆排放至大氣。

(二) 流程特色及簡介

該廠利用天然氣作為點火燃料，採用烘乾之褐煤作為燃料，熱值約在4,800~5,400kcal/kg(LHV)之間。未來亦將測試煙煤之燃燒效果。

富氧燃燒法係利用氧氣及煙氣混合作為燃燒介質，而由於該示範廠主要係作為測試研發之用，故設有許多管路以評估混合之方式，氧氣及煙氣可於空分廠後端或於鍋爐前端進行混合、或不混合分別送入燃燒室。鍋爐具有空氣燃燒及富氧燃燒等2種模式。

煙氣回收部分，可在鍋爐出口、ESP出口或FGD出口等處回收，端視煙氣中之CO₂及硫氧化物濃度而定。

該廠流程如下：經由空氣分離廠將空氣分離為氧氣及氮氣，在富氧燃燒狀態下，氧氣經由熱交換器加溫送至鍋爐或於鍋爐前端與回收之煙氣混合。燃燒所產生之煙氣經由ESP及FGD等環保設備處理後，送至冷凝器純化及淨化，再送至下游之CO₂處理廠進行CO₂之冷凍、壓縮。液化之CO₂則經由卡車運送至儲存場或再利用。

該廠已預留SCR空間，惟因富氧燃燒法之氮氧化物生成量低，故目前並未使用。

該廠流程示意圖如圖14所示。

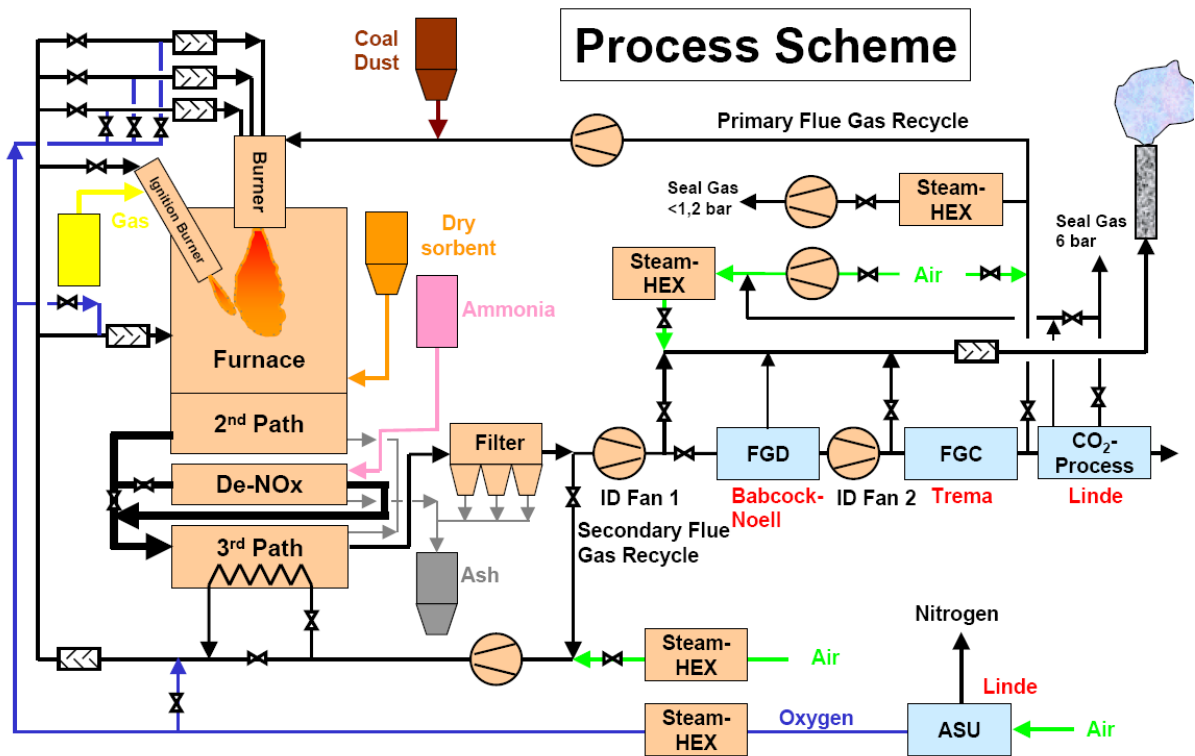


圖 14、Schwarze Pumpe CCS 示範廠流程圖

(三) 各項設備說明

1、空氣分離廠(Air Separation Unit)

採用德國Linde公司所製造之GOX 6000 空氣分離設備，以低溫分離法進行分離。首先壓縮空氣，以水進行冷卻，以過濾方式移除 SO_2 、 SO_3 及 NH_3 ；第二階段則以分子篩移除 CO_2 、 N_2O 、 H_2O 及有害物質；淨化後之空氣則進一步冷凍，利用氧氣及氮氣沸點之差異將其分離，並將 2 種液態氣體分別儲存。液態氮可作為加壓使用，液態氧則視下游燃燒需要適時加溫氣化送入管路。

氧氣產能每日 215 噸，每秒約 2.49 公斤，純度可達 99.5%。該廠採用較小規模之設備，故單位產能之耗電量較高，約 0.7 度/ Nm^3 氧氣，若為較為大型之設備，則耗電量約僅 0.35 度/ Nm^3 氧氣。空分廠運轉範圍 75~100%，氣化器運轉範圍 0~100%。



圖 15、空氣分離廠

2、鍋爐(Boiler)

鍋爐製造商為Alstom，裝置容量 30MW_t ，燃燒器置於鍋爐上方，氧氣、空氣及回收之煙氣注入燃燒器之方式計有 3 種模式，如圖 16。

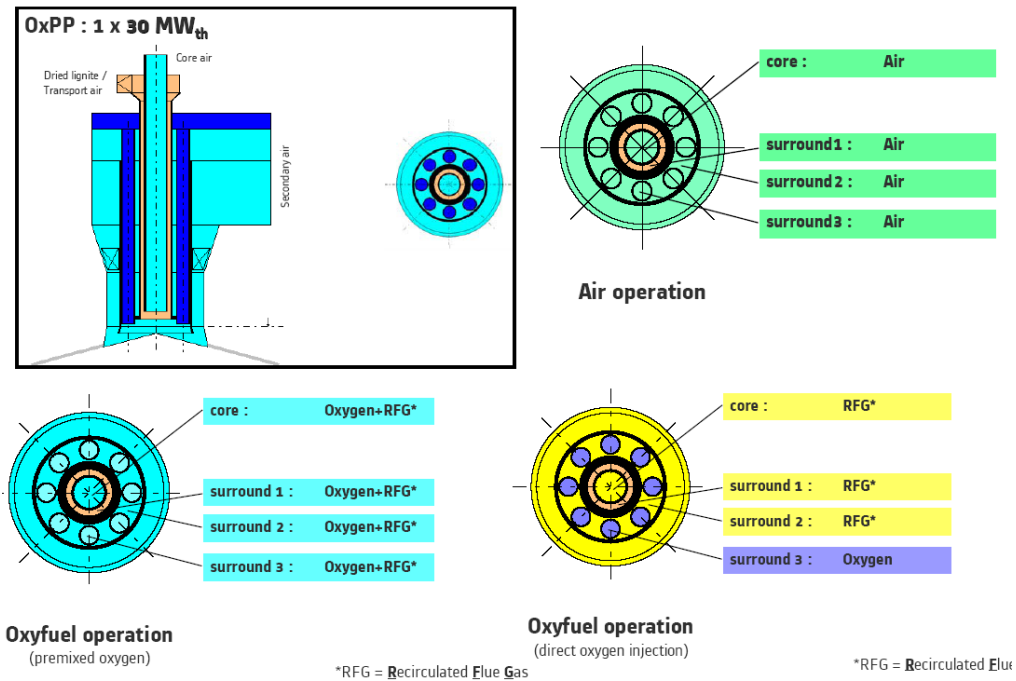


圖 16、燃燒器燃燒模式

鍋爐內設有 2 個過熱器，5 個省煤器 如燃燒時產生之硫氧化物濃度過高，需於燃燒室內注入濕石灰。氮氧化物則以火上空氣法抑制，SCR 僅為備用。鍋爐配置示意圖如圖 17~19。

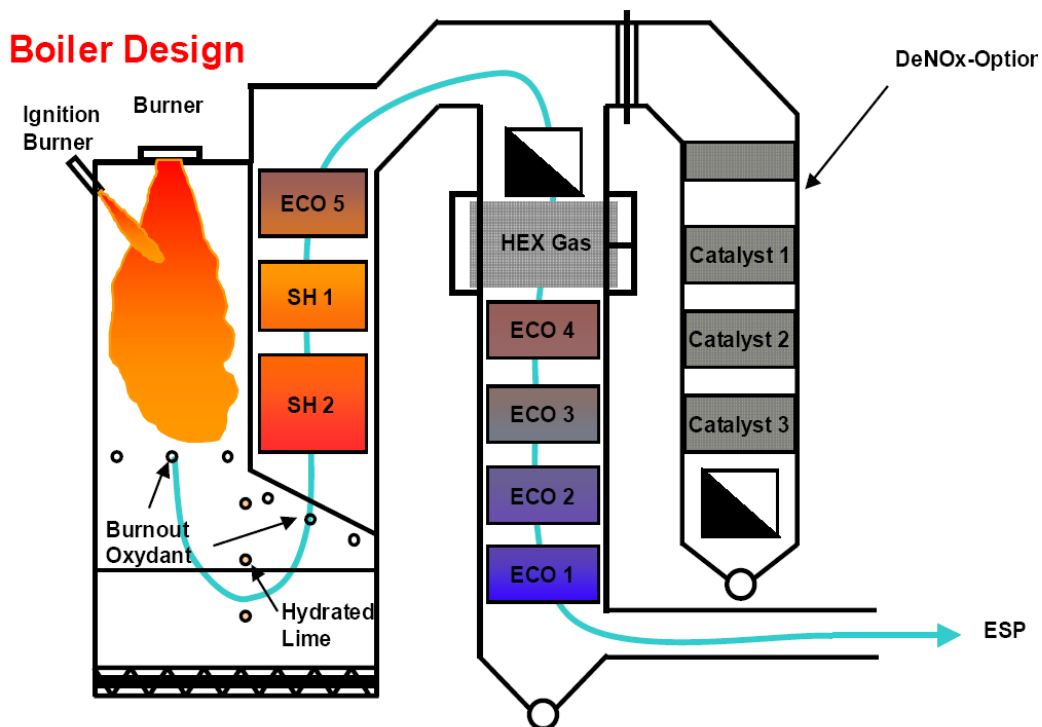


圖 17、鍋爐設計示意圖

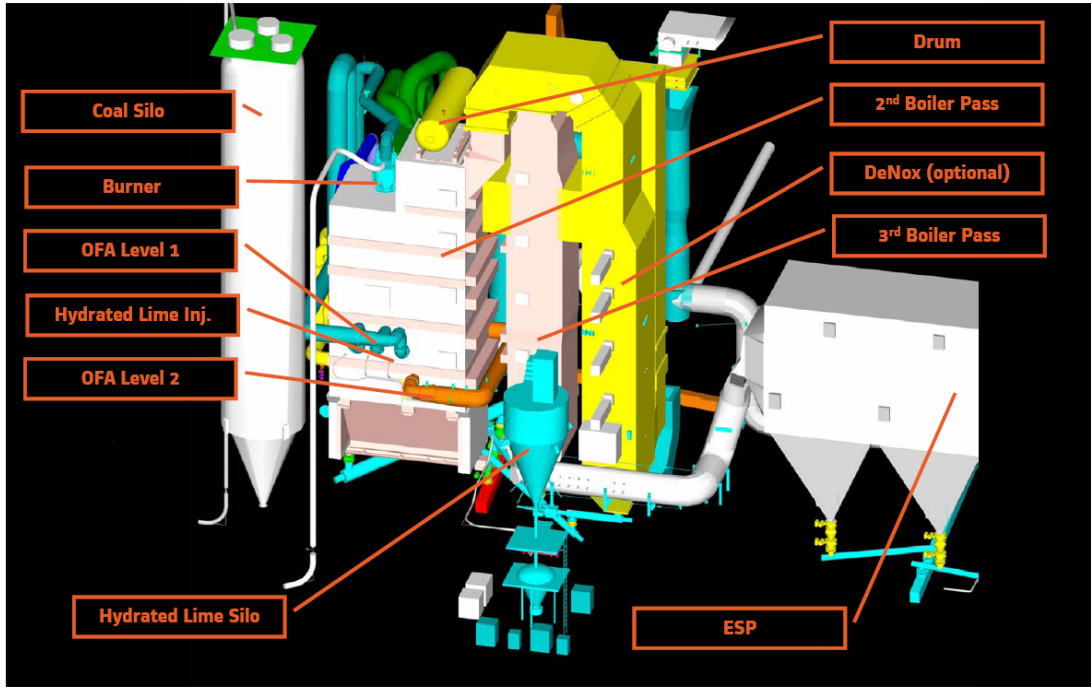


圖 18、鍋爐模型示意圖(正視)

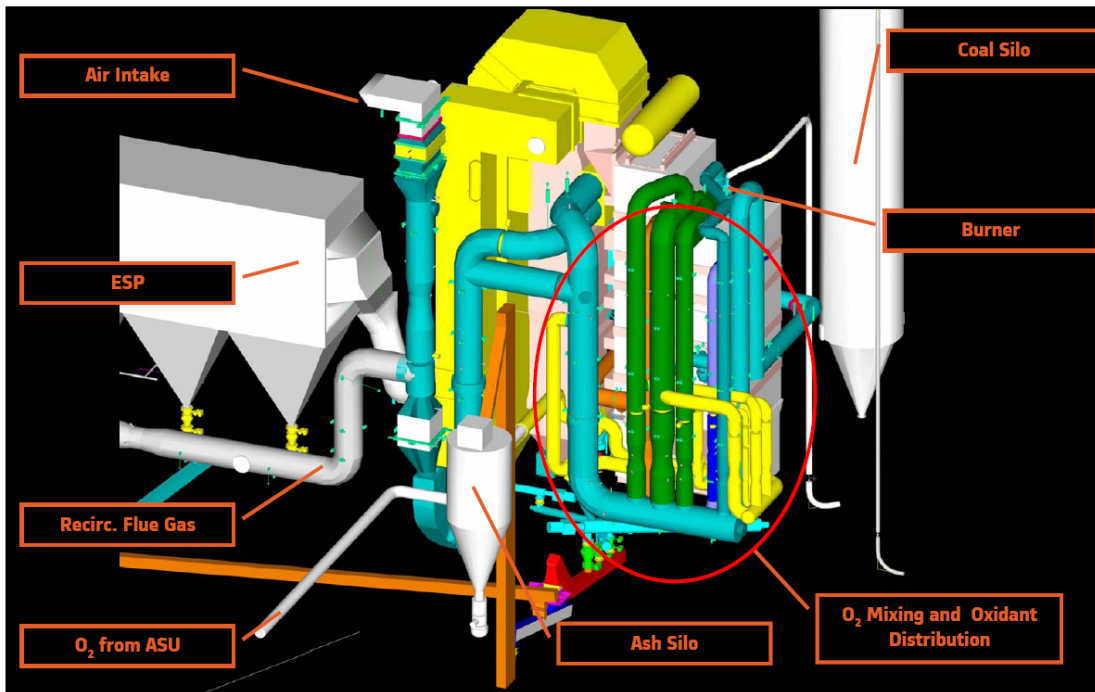


圖 19、鍋爐模型示意圖(後視)

由於該鍋爐肩負富氧燃燒模式之測試重任，故鍋爐燃燒室設有可觀數量之監測攝影機及監測孔，約每 2~3 公尺之高程即設置 1 層共 3 個監測孔，可隨時量測燃燒室之溫度、煙氣成分濃度，並監看燃燒情形。(如圖 20)



圖 20、鍋爐監測攝影機及監測孔

鍋爐飼水溫度約 143 °C、蒸汽溫度約 330°C、蒸汽壓力約 25 bar、蒸汽流量約 40 t/h、燃燒室出口溫度約 1,000 °C、煙氣溫度約 170 °C(配合下游 FGD 入口設計溫度)。

3、環保設備

(1) 靜電集塵器

採用傳統低溫靜電集塵器，入口溫度約 170°C，在空氣燃燒模式之煙氣流率 39,000 Nm³/h，富氧燃燒模式時則為 38,000 Nm³/h。出口粒狀污染物濃度在空氣燃燒模式時在 20 mg/Nm³以下，在富氧燃燒模式則為 14 mg/Nm³以下。

(2) 脫硫設備

採用石灰石-石膏法脫硫方式，入口煙氣溫度約 190°C，設計煙氣流率 8,200 Nm³/h (dry)。煙氣量係依據富氧燃燒模式設計，約為空氣燃燒模式之 30%。如為空氣燃燒模式，則同時需於爐內注射濕石灰。

如燃用煤炭之硫份低(如本示範廠 Schwarze Pumpe)，ESP 出口處 70%煙氣回送鍋爐，30%送 FGD。若硫份高(如擬新設之示範電廠 Jänschwalde)，則因煙氣硫份高，ESP 出口處之煙氣可能需 100%回送鍋爐。

4、煙氣冷凝器(Flue Gas Condenser)

製造商為德國之Trema，設計煙氣流率 8,200 Nm³/h dry，質量流率 5 kg/h，入口煙氣溫度約 100°C，出口煙氣溫度 29 °C。採用 2 階段冷凝方式，冷凝器後端加NaOH以中和酸性濃縮物，濃縮物產量約 0.5~0.6 kg/s。出口處之CO₂濃度約可達 80%。



圖 21、煙氣冷凝器

5、CO₂ 處理廠(Gas Processing Unit)

製造廠係德國之Linde，煙氣流率 3,500~7,700 Nm³/h(wet)，作業溫度 10 °C ~ -50°C，入口煙氣CO₂設計含量 50~85%(體積比)，其他氣體如氮氣、氧氣、氫氣之含量最多 50%(體積比)，水份則約佔 5%。

設計入口煙氣組成為：CO₂ 77.12%、氮氣 10.82%、氧氣 5.12%、氫氣 3.04%、水份 3.92%。

液態CO₂設計產能 8,600 kg/h，CO₂貯槽計 2 座各 180 m³。CO₂純度可達 99%以上，整體CO₂捕捉率達 90%以上，採用NH₃作為冷卻方式，耗電量約 230 度/噸CO₂(液)。本項設施可將CO₂由近 80%濃度進一步純化至 99%以上。惟目前CO₂並未完全回收使用，故多處理至 95%純度。



圖 22、CO₂處理廠及儲槽

CO₂處理廠之作業主要包括淨化及純化，淨化方式以活性碳過濾為主，純化方式則包括冷卻、壓縮及添加矽膠顆粒。

首先，以過濾方式去除塵粒及濃縮物，再加壓至 1.25bar，清除重金屬、硫氧化物、氯化氫及氟化氫後，再加壓至 22bar，過濾濃縮物後冷卻至 10°C，加入矽膠顆粒以去除水份，再冷卻至-15°C。在加壓狀況下液化CO₂，分離氮氣及氧氣(仍為氣態)。液態CO₂注入精餾塔，部分CO₂仍呈氣態，故再冷卻至-50°C進一步分離，氮氣及氧氣排放至大氣，而CO₂部分，則以-28°C，15bar之條件暫存於儲槽。作業流程詳如圖 23。

捕捉後之CO₂成份及食品業所使用之CO₂成份比較如圖 24。

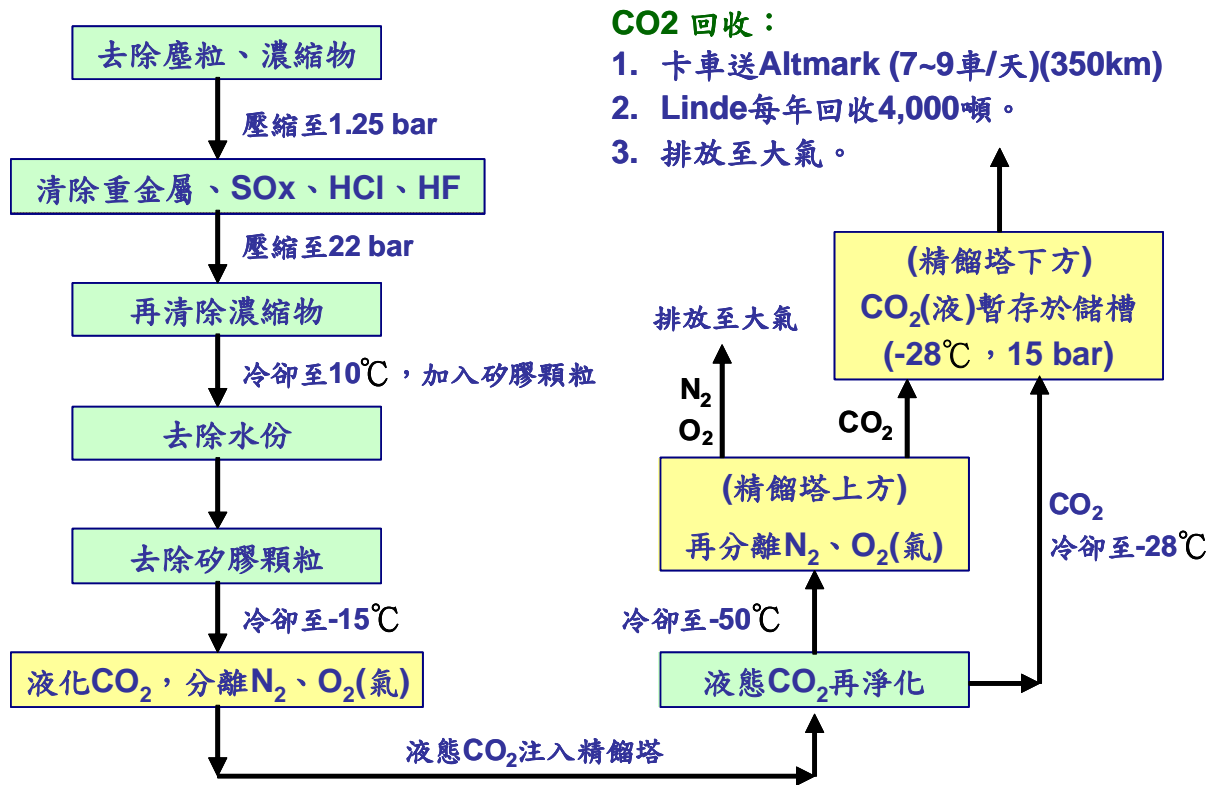


圖 23、CO₂處理廠流程

Composition CO ₂ , liquid	Oxyfuel pilot plant (Technical CO ₂)	Comparison Food quality
CO ₂	> 99,7 %	> 99,99 %
N ₂ +Ar+ O ₂	< 0,3 %	< 30 ppm
H ₂ O	< 50 ppm	< 50 ppm
SO	< 2,5 ppm	< 1 ppm

圖 24、液態CO₂成份比較

伍、Alstom 公司對提升超臨界燃煤機組熱效率之評估

依據 Alstom 提供之資料，目前採用一次再熱蒸汽系統之超臨界燃煤發電機組淨熱效率最高可達 46%(LHV)，如圖 25 所示。惟淨熱效率與廠址條件、冷卻方式及煤質息息相關，故效率值仍依計畫別而有所不同。一般而言，鍋爐效率約在 90~94%之間，汽機效率則在 46%以上。

至於冷卻方式，在歐洲海水/河水之溫度最高約 20°C，相較於我國之 30°C 低出甚多，海水溫度提高 10°C，對效率折減約在 0.3~0.4%百分點左右。

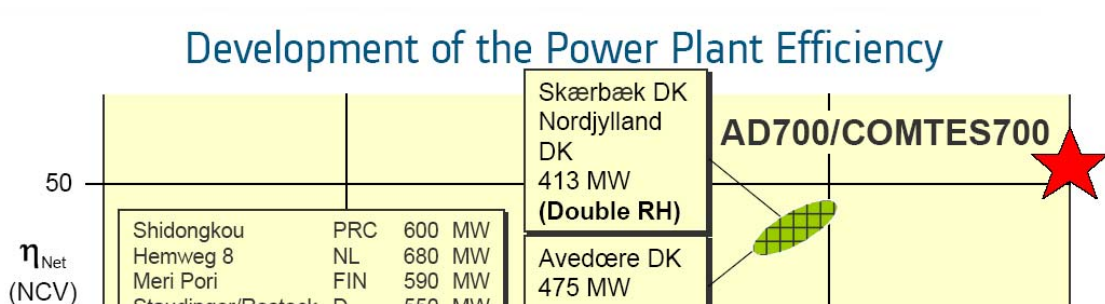


圖 25、電廠淨熱效率之發展

超臨界機組在 1990 年突破材料之限制後，其技術發展即大幅躍進。蒸汽條件已發展至 280 bar/600°C/620°C(如圖 26)。

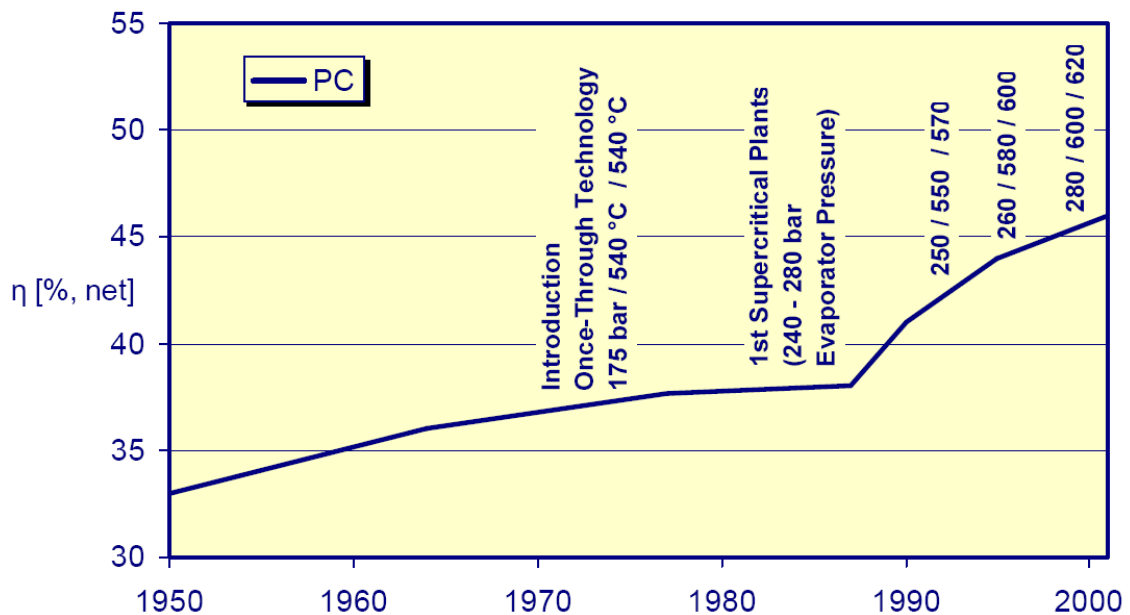


圖 26、Alstom 公司超臨界機組蒸汽條件之演進

目前 Alstom 公司針對超臨界發電機組區分 3 類主要產品規

格，稱為 Cycle A、Cycle B、Cycle C，其蒸汽條件分別為 250 bar/540°C/565°C、270 bar/580°C/620°C、275 bar/600°C/620°C(如圖 27)，惟實際之蒸汽條件仍視顧客之需求而訂。一般而言，德國電力業者因該國政治情勢使然，新建機組皆以高效率為目標，而波蘭等東歐國家則需搭配合所生產之煤炭品質及可接受之投資金額而訂定蒸汽條件。

ALSTOM Categorisation of Power Plant Products based on Steam Cycle Characteristics:			
Fuel: International Hard Coal	Cycle A (Low SC)	Cycle B (Mild SC)	Cycle C (Advanced SC)
Steam parameters (ST inlet)	250 bar abs 540 /565°C	270 bar abs 580 /600°C	275 bar abs 600 /620°C
Examples of Performance (50 Hz):			
Capacity Class (Gross MWe per Unit)	898.7 MWe	909.5 MWe	909.7 MWe
Estimated Auxiliary Power	64 MWe (7.1%)	74.8 MWe (8.2%)	75 MWe (8.2%)
Net Power MWe	834.7 MWe		
Condenser vacuum (Direct sea-water cooling)	30 mbar		
Efficiency Net	44.5%	45.1%	46.1%

圖 27、Alstom 公司超臨界壓力燃煤發電機組之分類

就熱力學觀點，欲提升熱效率，提升蒸汽溫度之方式比提升壓力更為有效。耐高溫材料需突破才能提升蒸汽溫度，但提升壓力僅需增加材料厚度，對於材料材質之選用並無差異，單就提高壓力對於效率提升之效益即可涵蓋材料厚度增加之成本，故在設計上並不會單僅提升壓力或溫度，而係兩者並重。蒸汽溫度提升 1°C 對效率之提升效益相當於壓力提升 10 bar。

目前 Alstom 參與歐洲 COMTES 700 計畫，預計在 2013 年蒸汽條件可提升至 350 bar/700°C/720°C，淨熱效率可達 50% 以上 (LHV)。目前已有可行之材料，主要係鎳合金，其技術確為可行，然而投資費用高，需降低成本以求經濟可行。有關鍋爐材料與蒸

汽條件間之進展，詳如圖 28、29。

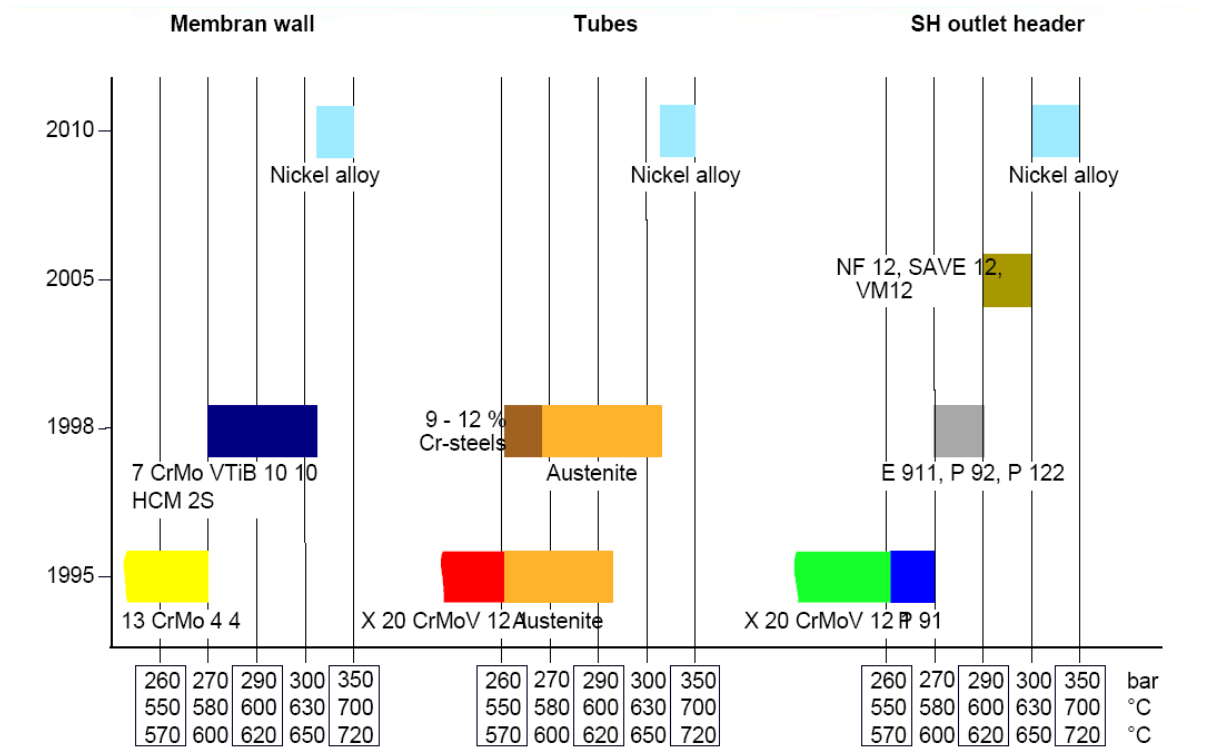


圖 28、鍋爐材料與蒸汽條件-1

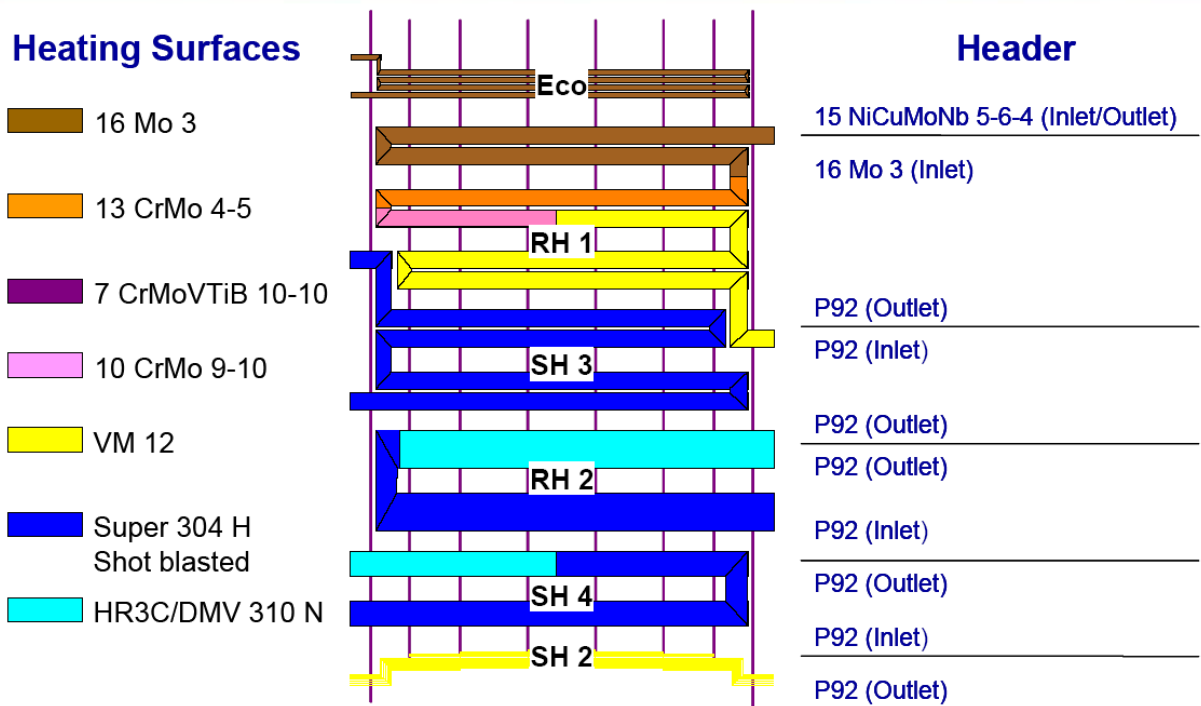


圖 29、鍋爐材料與蒸汽條件-2

蒸汽條件對於效率之影響，主要在汽輪機部分，對於以熱交換為主之鍋爐而言，藉由良好之設計即可確保效率達到 90% 以上。爰此，未來於訂定效率時可考慮制訂更為積極之鍋爐效率目標。

除了提升蒸汽條件之外，亦可藉由其他方式提升電廠熱效率之作法，包括：

- 1、冷卻塔最佳化設計：熱效率可提升 1.4% 百分點。
- 2、煙氣廢熱回收：熱效率可提升 1.3% 百分點。
- 3、提昇蒸汽條件：熱效率可提升 1.6% 百分點。
- 4、製程最佳化：熱效率可提升 1.6% 百分點。
- 5、汽輪機效率改善：熱效率可提升 2.3% 百分點。
- 6、降低廠用電：熱效率可提升 1.5% 百分點。

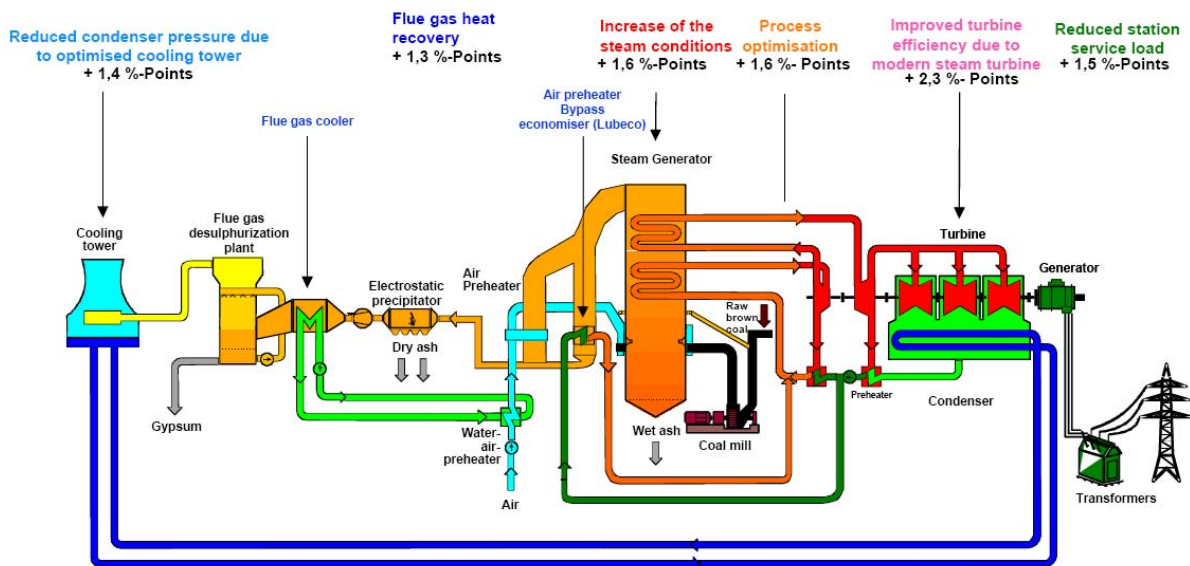


圖 30、Alstom 提升熱效率之作法(德國 Niederaussem 及 Neurath 電廠)

伍、心得與建議

- 一、富氧燃燒(Oxyfuel)與燃燒前處理(Pre-combustion)捕捉技術主要之廠用電及效率折減來自空氣分離廠，未來空氣分離技術若可採非低溫分離法(non-cryogenic)，即化學循環法(Chemical looping)將可大幅減少能源消耗，該二技術極可能超越燃燒後處理(Post-combustion)技術，成為新建燃煤火力發電機組之主要捕捉技術。至於既有電廠加裝 CCS 部分，則仍以 Post-combustion 為目前唯一解決方案。
- 二、Pre-combustion 與 Post-combustion 技術均可先設置發電設備，俟技術成熟後再加裝 CCS 設施，惟 Oxyfuel 技術則需與 CCS 設施結合才具應用價值。由於各種技術之成熟度及實證計畫進展有所差異，現階段 3 種 CCS 技術尚無法在同一基準上比較。
- 三、Oxyfuel 技術目前僅於蒸汽廠之示範電廠階段，需密切觀察 2015 年後德國 Jänschwalde 電廠設置 250MW Oxyfuel 鍋爐之實證計畫結果，以評估該技術應用於大型電廠之可行性。
- 四、德國礦藏豐富，現有之地下儲存空間已足可存放境內多數電廠運轉 40 年以上之CO₂，故CO₂捕捉技術得以迅速發展。我國若以CCS作為減碳之主要方式，則需加速尋找儲存地點，並同時評估海運或以管線輸送CO₂至外海油、氣田儲放EOR/EGR或進行之可行性。
- 五、我國正制訂溫室氣體減量法，未來亦可能循歐美制度進行各項管制，尤其是 Carbon Capture Ready 之規定。本公司各項火力發電計畫建議均應符合國際能源總署(IEA)所揭之 Capture ready 電廠三項條件，並於可行性研究專節評估，俾順利推動計畫。
- 六、目前較符Capture ready條件者似僅有台北港電廠計畫，惟CO₂儲

存場仍屬未知，故亦無法確實稱為Capture ready。至於預留CCS空間及必要之先期投資方面，因Oxyfuel尚未成熟且無法採分階段方式加設CCS設施，故仍應以Post-combustion方式預留CCS空間。惟以現階段之技術推估未來採用新技術所需之空間及必要之先期投資，存在許多變數，需審慎為之。

- 七、 為達成本公司「成為國際級之電力事業集團」之願景，建議可與積極研究評估節能減碳之 Vattenfall 公司洽談技術交流或合作關係，必要時可繳納權利金對價辦理。
- 八、 本公司過去皆以提升蒸汽條件作為提升機組效率之主要作法，惟影響熱效率之因素眾多，包括海水溫度、煤質、蒸汽條件等，過去本公司新興燃煤發電計畫規劃時多以蒸汽條件為主要考量，並取某廠家之熱平衡圖進行計算。未來建議可針對各項影響效率之因子進行模擬，以制訂積極可行之效率目標。至於採購階段，則可制訂更佳之獎勵措施，以確保購置優質高效率之發電設備。