

# 煤炭的應用與能源政策 議題

專題報告：台灣淨煤技術發展現況與展望

黃正忠

中華民國九十六年一月三十一

## 前言

台灣能源幾近97%以上仰賴進口，由於天然氣售價偏高，而核能發電爭議性大，使用再生能源則受環境及氣候因素影響大，且現階段經濟誘因尚不足。目前煤炭仍約有200餘年的蘊藏量，遠高於石油之40餘年及天然氣之60餘年。由於其相對價廉且蘊藏量豐富長期價格穩定，無疑的將為穩定國內能源扮演著重要的角色。所以如何將煤炭使用效率提昇及潔淨利用，或轉換為潔淨能源，以提供台灣穩定的能源供應，為一重要的課題。

### 一、 氣化技術

近年來淨煤技術之發展，已不單指環境控制技術，而是強調高能源效益，並以超低污染為目標。利用煤炭轉換為潔淨能源，此已為先進國家投入大幅研發資源爭先發展之重要課題。其中尤以「氣化技術 (Gasification Technology)」，具有進料多元化之彈性，而其獨特優點，就是利用合成氣體生產多種產品，除發電及直接作為燃料外，其氣化合成氣亦可生產氫、液態燃料及化學原料等(如圖 1)，因此為各先進國家發展之重點。

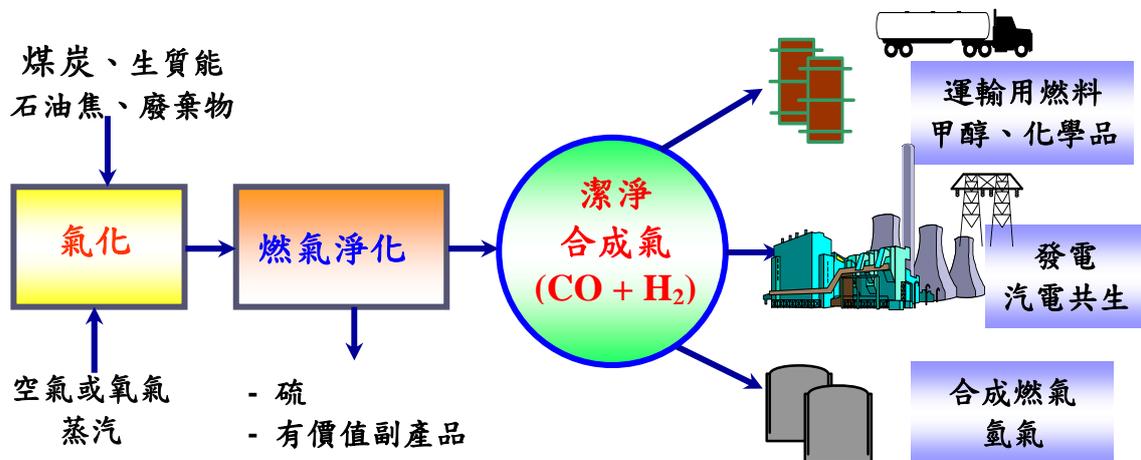


圖1、氣化多元化應用

氣化技術發展已有相當久遠的歷史，基本製程是以燃料如油、煤炭、水及氧化劑（空氣或氧）在氣化爐中經由不完全燃燒之氣化反應，此時空氣或氧氣之供應量約為理論完全燃燒生成CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>O所需之1/5至1/3，此時CO和H<sub>2</sub>等可燃性氣體將為氣化反應之主要產物，僅有部分的碳完全氧化成CO<sub>2</sub>。

煤炭氣化一般是在溫度730~1600°C (1340至2907<sup>0</sup>F)，通常壓力為1至68個大氣壓下進行；並由許多平行及連續反應，將固態煤轉化為氣體產物，反應非常的複雜且無法完全被定義出。據目前的了解，煤炭氣化後之主要產物為H<sub>2</sub>、CO、CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>及少量不純物質，不純物質則包括氮氧化物、硫化物及焦油（tar）等。煤炭氣化可能產生之化學反應可由圖3-2-5-2來表示，煤炭在高溫高壓情況下，先經熱分解生成焦炭（char）及揮發性氣體（Coal Volatilies），焦炭之主要成分為碳元素（C）及少量之灰分（ash）。在氣化爐內焦炭和水蒸氣、CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>、O<sub>2</sub>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，而生成可燃性的氣體，主要包括H<sub>2</sub>、CO與CH<sub>4</sub>。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，決定了合成氣含H<sub>2</sub>、CO及CH<sub>4</sub>此三種氣體成分之多寡，以及合成氣之熱值。當氧化劑為空氣時，因空氣中含有大量之氮，生成之合成氣含低熱值，如氧化劑為氧時則生成中熱值之合成氣，如改變煤炭氣化情況使合成氣含大量CH<sub>4</sub>則可製成高熱量之合成天然氣（SNG）。

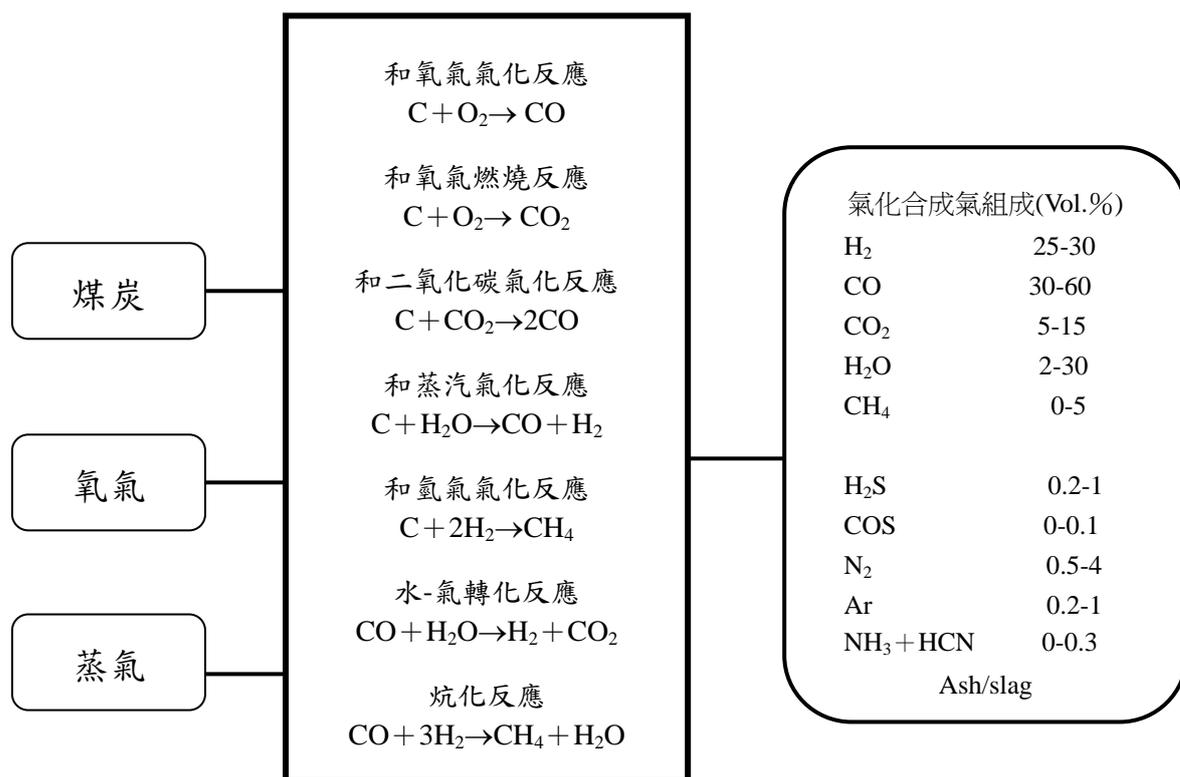


圖2、氣化反應

氣化爐（Gasifier）為氣化技術之核心，固體或液體（煤炭、廢棄物或殘渣油）原料和氣體（水蒸氣、氧氣）相互混合，在高溫下產生

氣化反應。氣化爐依固或液體與氣體混合方式及溫度範圍，可分為移動或固定床 (Moving/Fixed Bed)、流體化床 (Fluidized Bed)、及挾帶床 (Entrained Bed) 三種。移動床內固體原料之粒徑 (5.08-0.635cm)，操作溫度範圍約430~1540°C，移動床式氣化爐是發展歷史最悠久，及商業化應用最多的技術，包括壓力式如Lurgi(乾灰式)、British Gas Lurgi (簡稱BGL氣化爐)(熔渣式)與氣壓式Wellman Balusha等。流體化床固體原料之粒徑 < 0.5cm，操作溫度範圍約870~1038°C，流體化床最大的缺點在於運轉溫度範圍小，通常需低於煤之灰份融點並高到避免焦油產生之間；目前流體化床氣化爐包括三種壓力式設計KRW、HT Winkler、U gas和一氣壓式設計Winkler等。挾帶床粒徑<0.013cm，操作溫度範圍約930~1650°C，氣化爐內溫度十分均勻，氣體和煤氣之間幾乎沒有溫度差異，且固氣混合情況優於移動床及流體化床，為發電機組主要採用之氣化爐型式；目前噴流床氣化系統主要發展的有Texaco, E-Gas是屬煤水漿進料方式，而Shell、Prenflo及GSP則屬乾粉煤進料方式。

煤炭氣化技術發展已超過 100 年歷史，至 2004 年止已有 117 家商業化氣化廠共 385 座氣化爐在運轉，約相當於產生 45,000MWth 之合成氣量，其中有 49%以煤炭、36%以石油焦與殘渣油為燃料，主要用於生產化學品。預期 2010 年將生產超過相當於 70,000MWth 之合成氣量，將以美國、亞洲及中東等地區成長最大。

## 二、煤炭氣化複循環發電技術

氣化複循環發電技術並不是將煤炭直接燃燒，而是先經粉煤機磨成粉狀後以乾式或濕式 (水煤漿) 的狀態送入氣化爐內，與空氣或來自空氣分離系統 (ASU, Air Separation Unit) 的氧氣在高溫、高壓下混合燃燒，而產生粗煤氣 (Raw Gas)，此粗煤氣再經燃氣淨化系統 (Gas Clean Up System) 除塵、除硫後成為乾淨的合成氣，淨化後的合成氣送至複循環機組 (Combined Cycle)，先推動氣渦輪機發電，而渦輪機尾氣仍保持相當高的溫度，再以熱回收鍋爐產生蒸汽來推動蒸汽渦輪機發電。簡單來說，氣化複循環發電技術可視為氣化爐、空氣分離系統、燃氣淨化系統及複循環機組等四種系統之整合。

目前正進行商業化示範運轉之 IGCC 電廠，流程示意圖如圖 3，比較如表 1 所示，主要有美國的 PSI Energy/Global Energy Wabash River 廠及 Tampa Electric Polk 廠，荷蘭的 NUON/Demkolec/Willem-Alexander 廠及西班牙的 ELCOGAS/Puertollano 廠等。與我國同為燃料進口國的日本，除已於 2004 年於 Negishi 開始運轉以殘渣油與石油焦燃料之 IGCC 電廠外，亦歷經 20 餘年發展之空吹氣式 (Air Blown) 煤炭氣化

複循環發電技術，已於 2004 年於 Nakoso 開始興建 250MW IGCC 示範廠，預訂 2006 年底完成興建，2007~2009 年進行示範運轉。南韓亦已於 1995 年建立一座 3 噸煤／天之氣化實驗系統。近年來由於石油與天然氣價格的大幅上揚，使得以煤炭為原料之 IGCC 電廠再度引起重視。

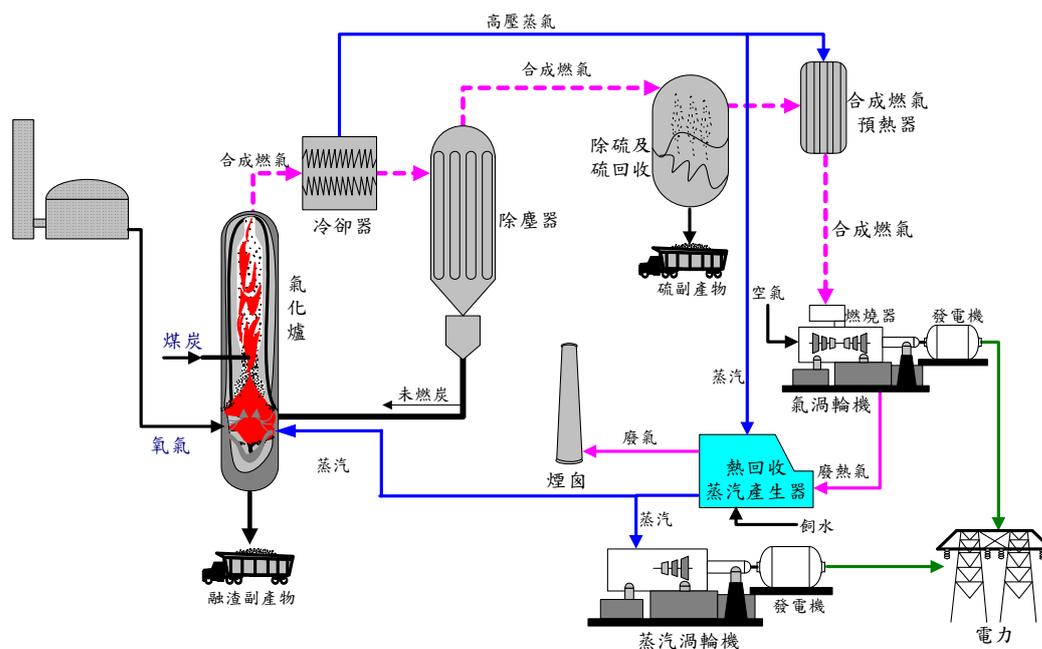


圖3、氣化複循環發電系統示意圖

電 廠	Polk Power (美國)	Wabash River (美國)	Demkolec (荷蘭)	ELCOGAS (西班牙)
氣化技術	GE-Texaco	ConocoPhillips	Shell	Prenflo
氣渦輪機	GE MS 7001FA	GE MS 7001FA	Siemens V94.2	Siemens V94.3
淨發電量 (MW)	250	262	253	298
淨發電效率 (HHV)	37.5%	39.7%	41.4%	41.5%
運轉起始年	1996	1994	1994	1998

表1、商業化IGCC示範廠比較

由燃料的使用類別來看，最早美國及荷蘭的示範廠皆以煤炭為進料，近年則使用煉油廠及工業廢棄物，如石油焦、塔底油、污泥(Sludge)及垃圾衍生燃料(RDF)。此乃在於IGCC優越的環保特性，故可使用含有高硫份及重金屬的燃料，而使其燃料多元性。由於IGCC技術具多元燃料進料及廣泛應用之特性，在整合相關技術如高效率氣渦輪機組、新一代氣化爐、高溫合成氣淨化系統、高壓高效率空氣分離系統及與燃料電池等等，以IGCC為基礎之高能源效率發電系統，有可能在未來成為燃煤發電廠的主流技術之一。

現階段以煤為原料的IGCC電廠技術優點為高效率、環境性能佳、及CO<sub>2</sub>較易去除，IGCC電廠單位電力所排除的CO<sub>2</sub>低於燃煤電廠，此乃因IGCC電廠效率較高，在產生相同電力下IGCC電廠可使用較少的煤，同時CO<sub>2</sub>捕捉較容易且所需費用較低。缺點是高投資成本、可靠度較差及操作彈性較小等。

### 三、煤炭液化技術

煤炭液化可分為間接液化與直接液化二種。煤炭間接液化技術基本上是利用氣化技術將煤炭轉換為以CO與H<sub>2</sub>為主之合成氣，再進一步將其合成多種燃料，主要以甲醇、二甲醚(DME)及F-T燃料為主，為目前煤炭液化主要採用之技術，已有商業化運轉技術。煤炭直接液化是將煤炭在高溫高壓下加氫，將煤炭鍵結打斷，再將其轉化成油燃料的技術，目前尚無商業化運轉實例。分述如下：

#### (一).煤炭間接液化

##### 1. 甲醇與二甲醚

利用氣化技術將合成氣轉換液態甲醇製程(Liquid Phase Methanol-LPMEOH)及二甲醚(DME)，為一提高IGCC整體經濟效益非常有潛力之技術。其是利用漿液泡沫柱狀反應器，將煤炭氣化產生之合成氣中之H<sub>2</sub>、CO與少量CO<sub>2</sub>，利用觸媒直接轉化製成甲醇或二甲基醚。

第一座商業化示範廠位於美國田納西州Kingsport之Eastman化工公司之煤炭氣化廠內，自1997年4月開始運轉。大部份之甲醇產品經蒸餾純化後純度約99.85wt%，可作為化工原料，未經純化之甲醇純度約98wt%，可供其他用途。

LPMEOH廠極適合與IGCC發電廠搭配運轉，利用IGCC發電廠氣化爐所產生之部份合成氣轉化為甲醇，如圖4。在電廠發電離峰時段時，利用因減少電力輸出而多餘之合成氣進行甲醇轉化反應。因

甲醇便於儲存與輸送，既可作為電廠內尖峰時段之發電燃料，又可輸送至廠外當作化學品原料或燃料銷售，可降低建廠與營運之成本。

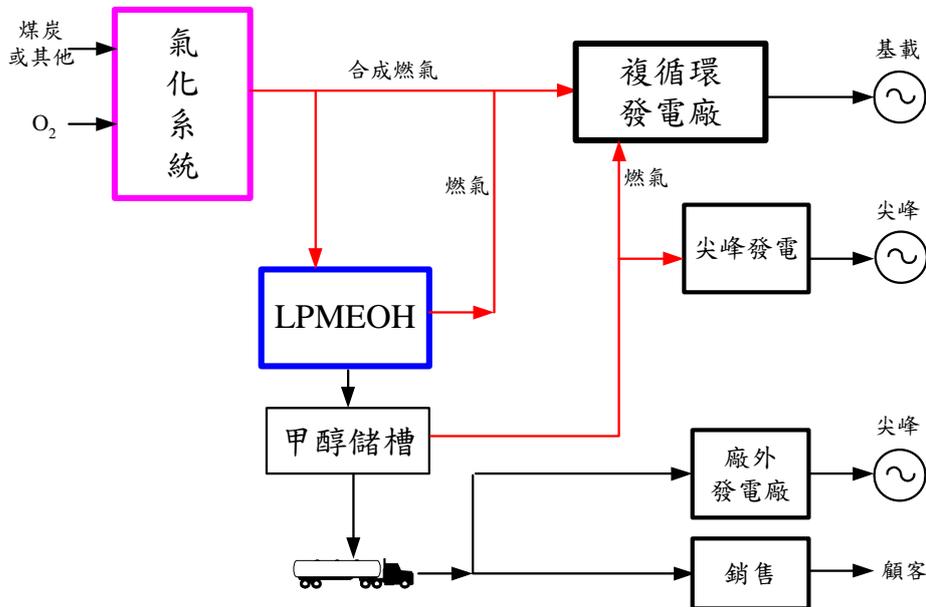


圖4、IGCC發電廠搭配LPMEOH廠運轉示意圖

## 2.F-T燃料

F-T技術最初是由德國科學家Franz Fischer和Hans Tropsch於1923年所發展，其製程是將合成氣轉化成直鏈烷類和烯類之碳氫化合物，如圖5。F-T轉化製程有三個主要步驟：

步驟1：利用氣化技術轉換天然氣、煤炭或生質能為CO及H<sub>2</sub>之合成氣，此佔總成本的50%；

步驟2，F-T轉化為石蠟碳氫化合物，利用鈷、鐵或鎳為基礎之觸媒，將CO與H<sub>2</sub>反應形成直鏈碳氫化合物和水，此碳氫化合物包括C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>之輕質氣體到C<sub>50</sub>以上之石臘分子，主要反應為  $2nH_2 + nCO = C_nH_{2n+2} + nH_2O$ ；

步驟3：透過精煉可產製許多商業化的產品，含汽油、柴油、石蠟。經F-T轉化技術所產生的燃料基本上不含硫及芳香族或環鍊碳氫化合物，因此不具毒性也不會危害環境。

F-T技術可分為低溫（Low Temperature Fischer-Tropsch—LTFT）與高溫（High Temperature Fischer-Tropsch—HTFT）兩類。LTFT操作溫度約在220~260°C，操作壓力範圍10~45atm，可產生較佳品質的柴油，芳香族含量低與輕油相同具有高辛烷值；HTFT操作溫度則約在320~350°C，操作壓力約25atm，可產生汽油及柴油供汽車使用，以及多種化學品。

高溫製程目前已發展至先進流體化床反應器；而低溫製程則發展至較佳的漿液泡沫柱反應器。目前主要應用實績包括南非Sasol之Sasolburg廠（原以煤炭為原料，2004年中改為天然氣）、Secunda廠（135,000BPD，以煤炭為原料）及Mossgas廠（47,000BPD，以天然氣為原料）；Shell於馬來西亞Bintulu的F-T製程（15,000BPD，以天然氣生產）；美國伊利諾州之煤炭轉化F-T廠（1,800BPD）。

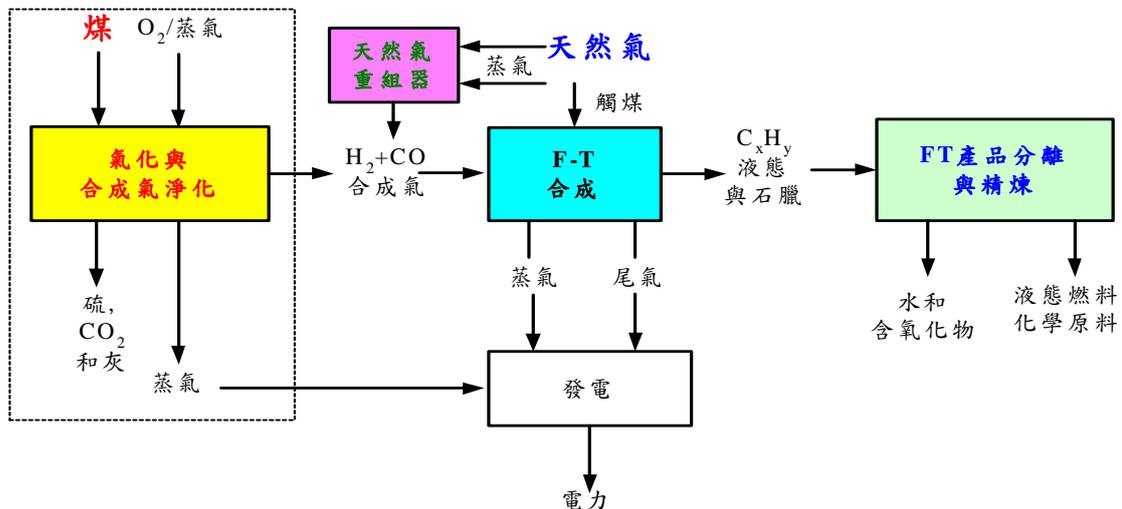


圖5、F-T製程示意圖

## (二).煤炭直接液化

主要步驟為煤炭先經由熱裂解將其溶解於溶劑中，再經由氫裂解、溶劑的氫化反應，再分離未反應的煤及礦物質，最後可產生氣體產品如液化石油氣、硫及氫等，液體產品如汽油及柴油。

主要反應程序有單階段與二至多階段反應流程，單階段主要為美國 Gulf、Exxon 及 HRI 等公司所發展，但轉換能源效率多不到50%。二至多階段反應流程主要有美國 HTI 公司其轉換能源效率達65%以上。日本 NEDOL 發展之三階段流程，轉換能源效率達58%

以上；以及德國 RAG(RUR)/VEBA OEL IGO 與英國 British Coal LSE 製程等。HTI 在美國 DOE 支持下，已建立直接液化技術，並獲得大陸內蒙煤炭直接液化生產案，每日生產 5 萬桶的汽、柴油，預定 2007 年開始運轉。

#### 四、國外淨煤技術發展趨勢

當前國際間氣化及淨煤技術之發展趨勢主要為：

- (1). 提高氣化複循環發電廠之競爭性，如降低設置成本、增加可靠度及可用率至與粉煤鍋爐相當、提高效率等。
- (2). 煤炭氣化之多元化應用，除發電外可生產優質液態燃料（如 F-T 燃料、甲醇、二甲醚（DME）等），以及產氫等。
- (3). 高效率、零排放之未來電廠，即結合 IGCC、燃料電池、產氫技術、CO<sub>2</sub> 捕獲及封存（Capture & Sequestration）等。

氫能將成為未來最重要的能源，特別是在運輸車輛的應用上，如何提供較廉價之氫能，將成為未來氫能經濟發展之主要項目之一。比較各種能源之產氫技術成本，包括化石能源之天然氣、煤炭、石油焦及再生能源之生質能、風能、太陽光能、地熱，以及核能等，結果顯示目前以天然氣產氫最為經濟，次之為煤炭氣化。

目前雖然天然氣產氫成本雖較低，但其價格波動大且蘊藏量較低，適合用於分散式產氫之加氫站。若需大量產氫，則煤炭氣化因其價格較低廉穩定且蘊藏量大，再加上技術進步成長空間大，可結合複循環發電、燃料電池等高效率發電技術（如圖6），利用離峰時間來產製氫氣，並將CO<sub>2</sub>一併移除，而達零CO<sub>2</sub>排放，使得煤炭氣化產氫技術於未來有著極大的優勢。

煤炭產氫基本上是先利用氣化程序將煤炭氣化成以CO與H<sub>2</sub>為主之合成氣體，CO與H<sub>2</sub>的組成與燃料品質及進料方式有關，以煙煤為例，一般來說乾粉進料所產生的CO約占（50~60%）、H<sub>2</sub>則約占（25~35%）；而煤水漿進料所產生的CO約占（40~50%）、H<sub>2</sub>則約占（30~40%）。為產生較多的H<sub>2</sub>，則利用水蒸汽與CO反應轉化成H<sub>2</sub>同時成CO<sub>2</sub>，再利用氣體分離裝置將H<sub>2</sub>與CO<sub>2</sub>分離。

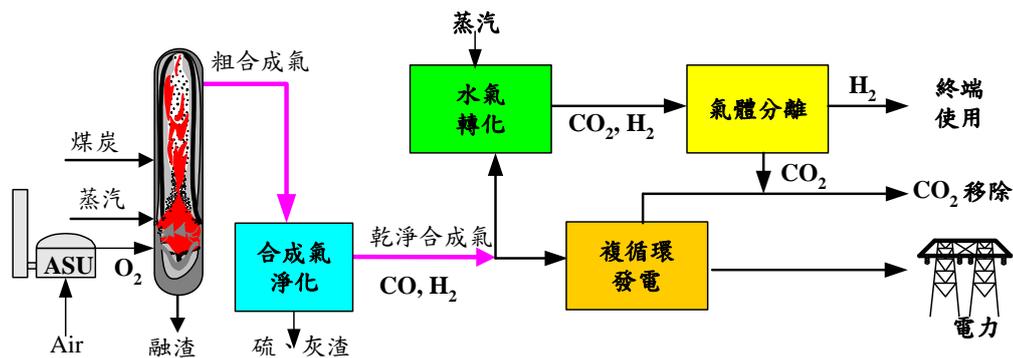


圖6、煤炭氣化發電與產氫程序示意圖

二氧化碳捕獲技術包括吸收、吸附、薄膜等物理或化學方式捕獲技術，以及 CO<sub>2</sub> 捕獲與燃燒程序改善整合。國際上主要以吸收或吸附為主，餘相關技術如薄膜分離等則相對成本較高。CO<sub>2</sub> 捕獲與燃燒程序改善整合，則配合淨煤技術發展，從源頭上分離二氧化碳，以捕獲較大量之二氧化碳，故技術上以氣化複循環發電 (IGCC) 技術加上二氧化碳捕獲技術為主。

二氧化碳封存技術主要為地質封存、地表封存及海洋封存，目前以地質封存將 CO<sub>2</sub> 注入深處安全的地質儲存於地下，大量儲存 CO<sub>2</sub> 較為可行的方式。地表封存包括生物封存藉由植物與土壤自然吸收 CO<sub>2</sub> 排放；及化學封存將 CO<sub>2</sub> 與另一種物質結合形成穩定的固體物質。海洋封存將 CO<sub>2</sub> 注入深海中，雖然海洋可自然儲存巨大量的 CO<sub>2</sub>，但由於 CO<sub>2</sub> 在海中會移動，海洋環流對 CO<sub>2</sub> 儲存與 CO<sub>2</sub> 儲存對生物之影響等，皆須長期研究與評估。

## 五.台灣淨煤技術發展現況及趨勢

台灣產業界應用商業化之氣化技術，首推中油公司高雄總廠之 Texaco 殘渣油氣化廠。原設計以殘渣油為燃料，現則以重油為進料，以氧氣為氧化劑，操作壓力 56bar、溫度約 1,300°C，主要產製 CO 及 H<sub>2</sub>，提供下游生產醋酸及加氫脫硫之用。台塑石化公司亦於 94 年於麥寮建立輕油氣化廠，來生產 CO 及 H<sub>2</sub>，以作為石化原料。

台灣在利用廢棄物氣化技術發展上，工研院能資所在經濟部能源局的支持下，於 1998 年已成功開發出一發電量 10kWe 之下吸式稻殼氣化反應爐，可產製含有 H<sub>2</sub>、CO、CH<sub>4</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> 等之可燃氣體。並於 2000 年完成一座 900kWth 循環式流體化床氣化爐先導系統，如圖 7；2001~2004 年進行不同廢棄物氣化反應實驗，已建立流體化床氣化爐操控條件與工程設計數據，作為商業化規模放大設計之參

考。

工研院亦於民國91年在能源局委辦之「多元燃料氣化技術與熱電整合應用研究」四年計畫下，藉由國際合作已於民國93年建立國內首座每天2噸煤炭之壓力式氣化實驗系統(挾帶床、乾粉進料、吹氧式、最大操作壓力15bar)，如圖8。民國93~94年依此陸續建立國內煤炭及石油焦燃料之氣化特性資料、操控技術與工程設計能力等，未來並提供氣化合成氣作為微型發電系統之發電示範，以作為國內相關人員培訓及未來之應用推廣之基礎。除此之外，亦建立氣化系統模擬與複循環發電系統軟體評估能力及氣化合成氣多元應用評估技術，並結合業界與學界的力量，共同建立多元燃料氣化技術之能量。

工研院執行經濟部能源局委辦 FY95~FY98 四年計畫「氣化技術開發與淨煤技術發展計畫」，除建立多元燃料氣化技術，進行煤炭、石油焦等燃料之氣化特性研究。並進行合成氣淨化示範及合成氣轉換技術研發，同時建立 CO<sub>2</sub> 捕獲分離技術能力；並進行氣化複循環評估技術與氣化系統多元化應用經濟分析評估技術之建立；此外，結合氣化燃氣進行發電與燃燒應用示範，同時亦推動工業區煤炭氣化廠之設立。

在先進之氣化複循環發電技術方面，台電公司曾於民國84年委託國內吉興工程公司評估台中電廠改裝現有燃氣渦輪機組為IGCC的可行性。另外，民國84年開放第二階段民營電廠設立時，第一電力公司曾提出IGCC電廠於宜蘭利澤，可惜並未得標獲准籌設。除此之外，台電公司委託國內吉興工程公司，於民國91年完成「彰濱煤炭氣化複循環發電機組實證計畫可行性研究」計畫，規劃容量為三部320MW之機組，淨發電效率在ISO情況下為40.6% (HHV)，氣化爐採單座、挾帶床、液態排渣，氣渦輪機規劃採用GE-7FA。未來引進時機將考慮IGCC技術之可靠度及成本再決定。



圖7、900 kWth循環式流體化床氣化爐



圖8、2噸煤炭/天壓力式挾帶床氣化爐

台電公司於 85 年為因應「氣候變化綱要公約」之部會分工，自 86 年起針對二氧化碳固定技術進行研發，在第一階段(民國 86-91 年)共編列新台幣 7158 萬元，進行:1. 二氧化碳固定處理技術調查與評估;2. 化學沉澱法技術固定電廠煙氣二氧化碳研究;3. 二氧化碳氫化反應產製甲烷之研究;4. 篩選本土性微生物固定二氧化碳之研究;5. 煙道氣中二氧化碳回收用於廢水處理之研究;6. 利用電廠煙氣二氧化碳在溫室植栽之研究。第二階段(自 92-95 年度)共編列 4891 萬元，延續上述之研究，同時參與國際合作相關計畫，如美國電力研究院(EPRI)、澳洲新南威爾斯大學(UNSW)等計畫。

目前中油公司國內地質評估調查資料主要以深層地質為主，而二氧化碳封存技術之地層深度侷限於 800-1000 公尺，故國內地質封存技術評估調查資訊較為缺乏，惟具備評估調查之技術能力。該公司規劃先進行地質封存技術之調查評估，如場址評估、儲存量調查、地下構造詳測、封存地層監測、鑽試驗井及經濟可行性評估等內容。鐵鈷山天然氣地下貯氣窖之操作實務經驗，可供未來 CO<sub>2</sub> 地質封存作業參考。

## 六、台灣未來重點技術推動策略與發展時程

國外氣化技術已發展相當歷史，但國內尚屬起步階段，需藉由國際合作加速國內本土化技術之建立。以氣化技術為基準之相關技術國內外發展現況及趨勢來比較。氣化技術及其多元化應用技術，大致包括(1)氣化技術，細分為進料、氣化爐、合成氣品質控制與模擬技術(2)

空氣分離(3)合成氣淨化(4)合成氣應用，細分為發電、燃料燃燒與化學品(5)合成氣轉化，細分為甲醇、二甲醚、F-T燃料及產氫；(6)CO<sub>2</sub>捕獲封存等。由於國內產業具有鍋爐、焚化爐、化工廠與空氣污染防治建廠能力與經驗，未來將具有中、小型氣化系統與合成氣淨化技術競爭優勢。除此之外，中低熱值合成氣於小型發電設施及鍋爐與工業爐燃燒應用，適合我國中小型產業特性，亦具有競爭優勢。其他如氣化複循環發電，由於國內缺乏大型發電機組能力，需引進國外技術。

### (一).關鍵核心技術

以煤為主之氣化技術將為未來重要之潔淨能源關鍵技術，而煤炭產氫將為未來過渡至全氫能經濟最佳的集中式產氫方式之一。並可結合複循環發電、燃料電池等高效率技術，將使煤炭氣化產氫未來有著極大的優勢，國內宜隨時掌握國際發展趨勢，並適時積極投入相關技術研發，建立本土化產業技術能量。

近程：建立氣化關鍵技術如多元彈性進料氣化技術、氣化系統基本設計規劃技術、合成氣品質控制技術、氣化系統模擬評估技術等。

中程：進行氣化合成氣應用技術之開發，如合成氣轉換液態燃料、合成氣製氫、氣體分離、觸媒轉化及CO<sub>2</sub>移除等。

長程：以結合氣化與燃料電池之IGFC(IGCC+FC)及產氫與零排放等關鍵製程技術為開發重點。

### (二).國際合作和技術本土化建立

依據國內環境特性，引進適當之先進淨煤技術並予以本土化，並與國內業者合作進行示範計畫；另方面政府支助成立研發計畫建立核心技術，並藉由業界合作與技術移轉給業者建立本土化、商品化技術；同時依據各項計畫進行結果，進行技術性經濟評估與建立決策工具，協助政府與國內工業界發展相關產業，以達成政府能源新利用推廣的目標。

### (三)淨煤發電技術引進與推動

國內煤炭用量已超過5,000萬公噸，約占我國總體能源的33%，由於煤炭價廉且蘊藏量豐富長期價格穩定，無疑的將為穩定國內能源扮演著重要的角色。為因應國內舊電廠除役及提高電廠效率來抑制CO<sub>2</sub>排放，短中期除興建較高效率之超臨界粉煤鍋爐外，仍應推動能源效率提昇潛力高及環保性能卓越之IGCC電廠的興建。但目前

造價仍較高，應以適當獎勵措施鼓勵國內採用。

#### (四)產業利用煤氣化技術引進與推動

產業利用淨煤技術，宜以建立燃氣多元化利用理念為主軸，除產生電力外，並規劃於離峰時間生產甲醇燃料、氫氣或化學原料等為副產品。如圖9

近程以為建立低成本的氣化關鍵技術，產業製程廢棄物如石油焦和真空殘渣油或其他高熱值廢棄物與生質能都可當做燃料。

中程推動國內工業區建立煤炭氣化廠，提供淨潔低成本之合成氣燃料，以替代天然氣與燃料油。

遠程結合產氫與CO<sub>2</sub>捕獲及封存，建立合成氣多元化利用氣化工業區。

#### (五)二氧化碳捕獲及封存技術規劃

近中程：1. 以二氧化碳捕獲技術、燃燒改善技術及二氧化碳再利用技術為研發方向，實際協助業界降低二氧化碳排放量。

2. 進行國內地質封存潛能調查與評估，以取得後續封存地點及潛能規劃之重要資訊。

長程：進行二氧化碳提濃與固定化先導型技術示範，二氧化碳再利用技術示範，地質封存關鍵技術開發及地質封存技術示範。

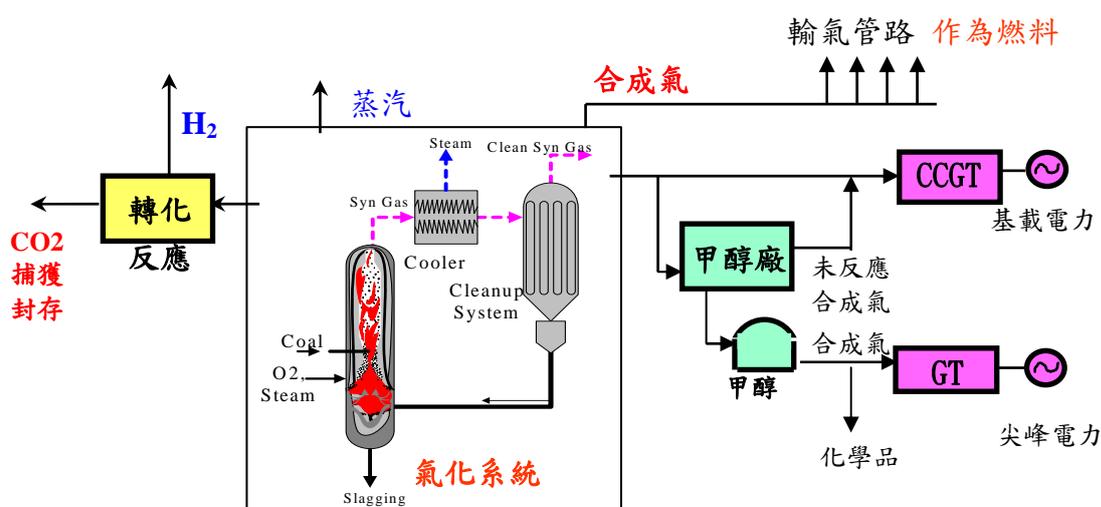


圖 9、工業區氣化廠多元應用示意圖