

# 低碳技術與我國發展情況

財團法人台灣綜合研究院 蒐集彙整

## 一、前言

根據 2019 年英國石油公司出版的「BP Statistical Review of World Energy」之推估，截至 2018 年底止，全球石油「具開採價值蘊藏量」及「年開採量」之比值(Reserves/Production Ratio, R/P ratio，或稱可開採年限)為 50 年，天然氣為 50.9 年，與 2017 年相比減少 2.4 年，煤炭則為 132 年。化石燃料因其具有成本低廉、取得容易且應用技術成熟等特點，在初級能源供應來源上扮演不可或缺的角色，但化石燃料燃燒卻會造成大量的溫室氣體排放，並導致全球暖化等負面影響，嚴重衝擊全球的生態環境，而在所有化石燃料種類中，煤炭的碳排放係數最高，為了減少燃煤所排放的二氧化碳，各國致力於發展淨煤技術(Clean Coal Technologies, CCT)與部分燃料轉換。

長遠來說，排除使用化石能源已是必然的發展趨勢，但這並非一蹴而成，在逐步淘汰化石能源的過程中，卻是可以藉由效率提升、燃料轉換及引進 CCS 等方式來減少 CO<sub>2</sub> 排放量，以下將針對各項發電技術作進一步介紹。

## 二、先進發電技術

近年來，備受國際矚目且與化石燃料相關的先進發電技術包含超臨界(Supercritical, SC) /超超臨界(Ultra Supercritical, USC) /先進超超臨界(Advanced - Ultra Supercritical Power Generation Technology, A-USC)發電技術、氣化複循環發電技術(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)及燃氣複循環發電技術(Nature Gas Combined Cycle, NGCC)。

### 1. 超臨界/超超臨界/先進超超臨界發電技術(SC/USC/A-USC)

水的臨界點定義為溫度 374.15°C，壓力 22.1MPa，而當水蒸氣之壓力和溫度大於臨界點時，則稱為超臨界狀態。超臨界發電技術(Supercritical Power Generation Technology, SC)的發電原理與傳統次臨界發電技術(Subcritical Power Generation Technology)相似，皆是利用燃燒燃料將水煮沸，並將所產生的水蒸氣用於推動蒸汽渦輪機發電，而 SC 發電技術是將傳統的汽力機組的蒸汽壓與溫度提升至臨界點以上的發電技術。

超超臨界發電技術(Ultra Supercritical Power Generation Technology, USC)並沒有明確的定義，其概念實際為一種商業性的稱謂，以表示機組的主蒸汽具有更高的壓力與溫度，故各國對於超超臨界參數也有不同之定義。日本定義為蒸汽壓力大於 24.1MPa 或蒸汽溫度高於 566°C 以上；Electric Power Research Institute(EPRI)的定義則為蒸汽溫度高於 593.3°C 以上；IEA 在「2012 的能源展望」報告中亦提及其定義為蒸汽壓力 25~29MPa，蒸汽溫度高於 600°C 以上。

先進超超臨界發電技術(Advanced - Ultra Supercritical Power Generation Technology, A-USC)<sup>1</sup>為 USC 發電技術更進一步發展，蒸汽壓力為 30~35MPa，蒸汽溫度高達 700~760°C 的機組，其粉燃煤廠淨效率可提高至 52%。目前 USC 發電技術已屬最佳可行技術，A-USC 發電技術則因須採用耐高溫高壓的超級合金材料，價格十分昂貴，目前仍無法商業化運轉，IEA 推估在持續研發下 2025 年或許能達到商業化標準。

我國對於 USC 發電技術採用的是技術引進的方式，為提升機組效率，並淘汰老舊燃煤汽力機組，台電公司陸續執行林口及大林電廠更新改建計畫，分別於現有廠址增建 3 部及 2 部 80 萬瓩之超超臨界壓力燃煤機組，新機組的效率則分別提升至 44.93%(LHV, Gross)及 45.59%(LHV, Gross)。而 A-USC 發電技術尚處於研發階段，技術方面

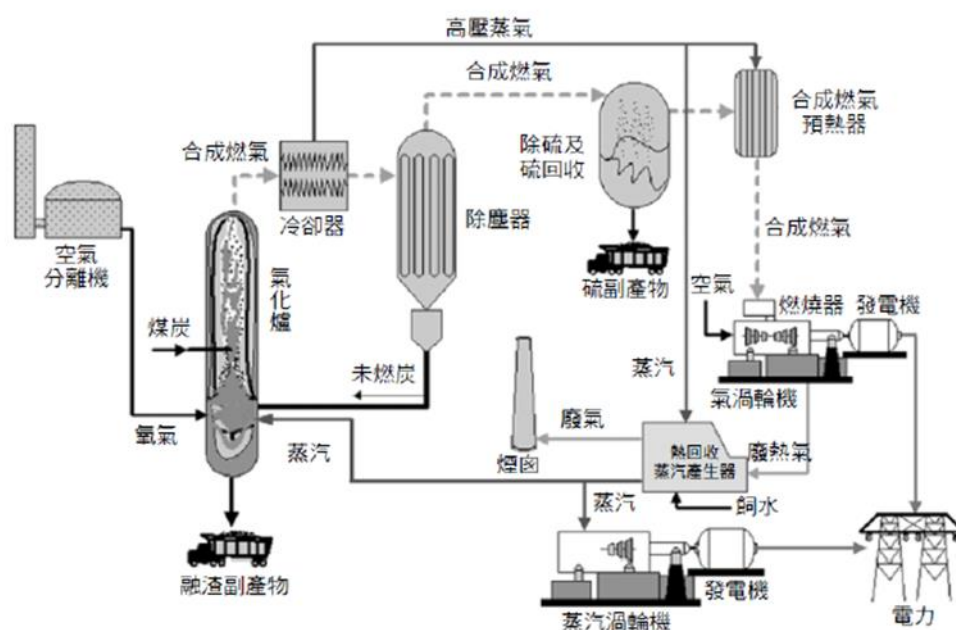
---

<sup>1</sup>即先前歐盟「先進煤粉電廠(Thermie700)」計畫，預期開發蒸汽壓力 35MPa，蒸汽溫度 700~720°C 以及低熱值毛效率 52%以上之機組。

仍需進一步提升，待其發展轉趨成熟後，應用潛力可期。

## 2. 氣化複循環發電技術(IGCC)

氣化複循環發電技術(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)主要是由空氣分離、氣化、淨化等製程和複循環機組所組成的發電技術。不同於傳統火力機組將燃料以完全燃燒的方式進行發電，IGCC 是將粉煤以乾式或濕式(水煤漿)的狀態送入氣化爐內，與空氣或來自空氣分離系統的氧氣在約  $1300\sim 1600^{\circ}\text{C}$  的高溫及  $3\sim 7\text{ MPa}$  的高壓狀態下混合燃燒，產生粗煤氣(Raw Gas)，再經燃氣淨化系統除塵、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推動氣渦輪發電，並因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，IGCC 系統示意圖如圖 1 所示。

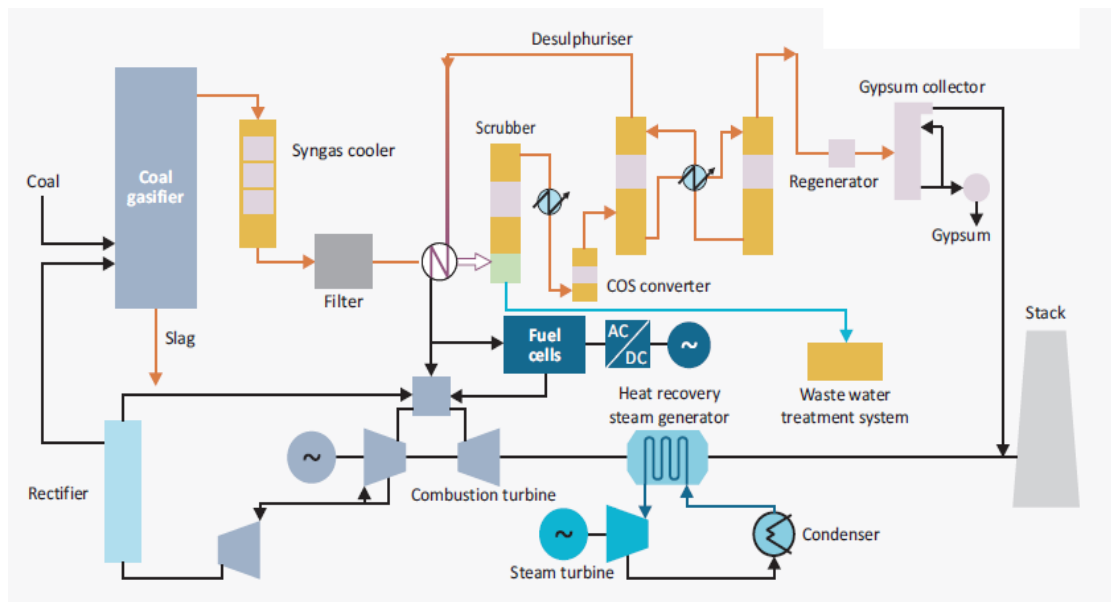


資料來源：經濟部能源局，能源產業技術白皮書，2010。

圖 1 氣化複循環發電系統示意圖

透過發展煤粉汞、溫氣淨化、合成氣氣渦輪機及氧氣薄膜等技術，預期可將發電淨效率提升至  $45\%\sim 48\%$  以上(Higher Heating Value, HHV，即以燃料高位熱值計算)，若 IGCC 能結合燃料電池整合為

IGFC(Integrated Gasification Fuel Cell)，發電淨效率預估可提升至 48%~49%(HHV)以上，並可減少 CO<sub>2</sub> 排放至約 500~550g CO<sub>2</sub>/kWh，如圖 2 所示。



資料來源：IEA, “Energy Technology Perspectives 2012 Edition”, 2012。

圖 2 IGFC 發電系統示意圖

自 1998 年起，經濟部能源局就委託財團法人工業技術研究院，進行「氣化複循環發電技術引進及推廣策略規劃」計畫與「淨煤發電技術應用整合規劃及獎勵措施研究」計畫。為了引進 IGCC 發電技術，台電公司更在 2002 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，研究結果顯示 IGCC 可用率與可靠度尚未達到標準，故應視 IGCC 發展情況再適時引進。儘管 IGCC 技術能提供更高的效率與減少更多 CO<sub>2</sub> 排放，但目前 IGCC 技術發展相當緩慢，故無論是從技術成熟度或建廠成本的方面來看，應對 IGCC 技術的引進及推廣更加審慎評估。

### 3. 燃氣複循環發電技術(NGCC)

以天然氣發電所產生的溫室氣體排放量較其他化石燃料低，故可用來代替部分燃煤發電，以降低溫室氣體排放量。燃氣複循環發電技

術(Nature Gas Combined Cycle , NGCC)主要是由氣渦輪機、廢熱鍋爐、汽輪機、發電機及各輔助設備(如燃料系統、水汽系統...)所組成。NGCC 是將空氣壓縮後送入燃燒室後，注入天然氣燃燒，以高溫燃氣推動氣渦輪機發電。與燃煤發電相較之下 NGCC 具有更高的效率，目前商業化的 NGCC 機組在一大氣壓 25°C的條件下，效率約為 57.3%~60%(LHV)，但由於天然氣價格較其他化石燃料高，其發展也受到侷限。隨著溫室氣體相關議題逐漸受到重視，NGCC 發電技術也不斷發展、改進，近年來更隨著氣渦輪機的大型化與燃氣溫度提升，不僅降低成本也提高了機組效率。

台電公司執行的通霄電廠更新計畫便是採用 NGCC 發電技術，其效率可從 42.7%提升至 61.9%(LHV)，依我國目前的技術限制、機組可靠性、投資成本及機組效率等發展情況，後續可進一步將效率提升至 63.0%(LHV)。

### 三、碳捕獲、封存及再利用技術(CCUS)

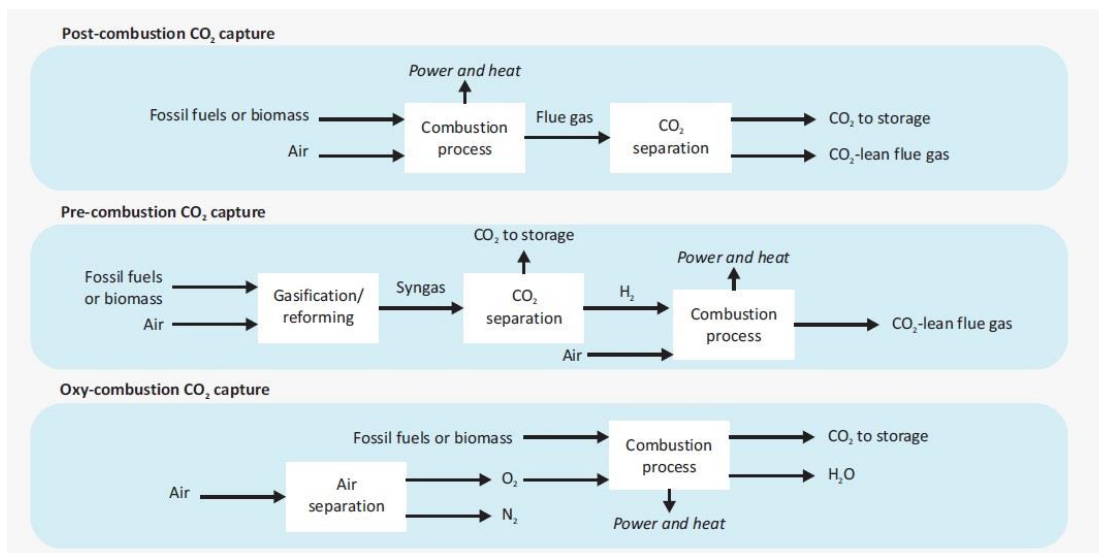
世界對化石燃料的依賴於短期內預計不會明顯的減少，碳捕獲、封存及再利用技術(Carbon capture, utilisation and storage，CCUS)不僅能減少 CO<sub>2</sub> 排放量，亦可促使工業與電力部門脫碳，是目前國際上公認可行性最高，能解決迫切 CO<sub>2</sub> 減量壓力的技術。CCUS 技術主要是在能源的生產及使用過程中，利用相關捕獲技術將 CO<sub>2</sub> 從排放源分離出來，經過濃縮及壓縮後輸送至特定地點進行封存，依其目的可分為碳捕獲、碳封存及碳再利用，如表 1 所示。

表 1 CCSU 技術定義及技術

項目	碳捕獲	碳封存	碳再利用
定義	去除 85%~95%能源轉換及使用時產生的 CO <sub>2</sub> ，並產生能運輸到封存地點的 CO <sub>2</sub> 高壓濃縮液。	使 CO <sub>2</sub> 在安全的環境下長期儲存並與大氣隔離。	將 CO <sub>2</sub> 作為具有潛在市場價值的產品或服務的原材料。
技術	1.燃燒後捕捉(Post-Combustion Capture)	1.地質封存 (Geological	1.轉化(conversion) • 礦化

	2.燃燒前捕捉(Pre-Combustion Capture) 3.富氧燃燒(Oxy-Fuel Combustion)	Sequestration) 2.礦化封存(Mineral Carbonation) 3.海洋封存(Ocean Sequestration)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 微藻固碳</li> <li>• 化學產品</li> </ul> 2.直接使用(Non-conversion)
--	--	--	---

碳捕獲技術共有三種捕捉路徑：燃燒後捕捉、燃燒前捕捉、富氧燃燒。除燃燒前捕捉僅適用於氣化複循環發電廠(IGCC)，燃燒後捕捉及富氧燃燒均適用於傳統電廠、燃氣複循環電廠(NGCC)與超臨界電廠(SC/USC)。在 CO<sub>2</sub> 分離技術方面，國際間多以「溶劑吸收法」、「固體吸附劑吸收法」與「薄膜分離法」為發展主軸，若考慮技術成熟度與成本部分，溶劑吸收法應為目前最可行的分離方法。碳捕獲技術流程示意圖如圖 3 所示。



資料來源：IEA, “Energy Technology Perspectives 2012 Edition”, 2012。

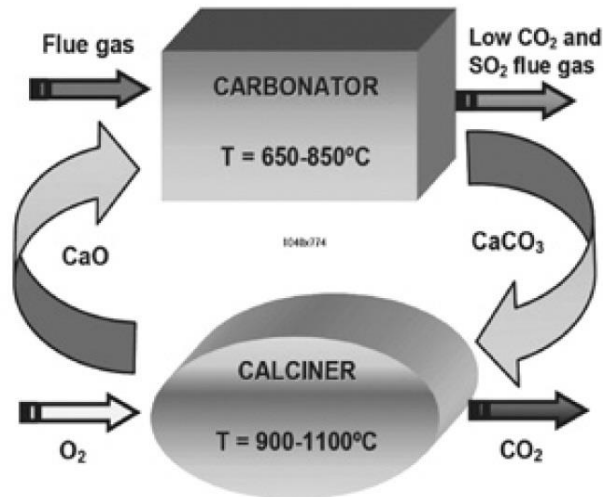
圖 3 主要 CO<sub>2</sub> 捕捉技術流程示意圖

國際上現行的大規模封存技術包括地質封存、礦化封存及海洋封存，其中礦化封存的反應速率太慢且成本高昂，短期內不易商業化運轉，而海洋封存則是可能導致海洋酸化的可能性，或因洋流擾動而使 CO<sub>2</sub> 失去隔離狀態，對海洋生態影響風險太高，故地質封存為目前最接近實用且可行性高的封存方式。一般常見的地質封存環境包括深層地下鹽水層(Deep Saline Formations)、舊油氣層(Depleted Oil and Gas

Reservoirs)及難開採煤層(Unminable Coal Beds)。IPCC 曾針對全球地質封存環境做二氧化碳封存潛能評估，結果顯示舊油氣層的潛在封存總量為 6,750~9,000 億噸，難開採煤層約介於 150~2,000 億噸，而深層地下鹽水層則約介於 10,000~100,000 億噸，顯示深層地下水層具有龐大的封存潛能，受區域性構造限制較小。

二氧化碳在捕捉後，除了可進行封存以外，也可藉由直接或間接的方式進行再次利用。直接利用可作為如發泡劑、製備碳酸飲料、食品包裝...等產品，也可利用提高 CO<sub>2</sub> 石油採集率、增強地熱與強化煤層氣，全球每年約使用 70-80Mt 的 CO<sub>2</sub> 於石油採集上。間接利用則是以轉化的方式，利用礦化、微藻固碳或化學轉化等方式，將 CO<sub>2</sub> 轉化為化學或生質能源產品。惟化學轉化能源消耗較高，受限於成本與法規的限制，多處於起步階段。

經濟部能源局自 2006 年開始透過能源科技專案投入 CCUS 技術研發工作，並針對 CCUS 技術研發與示範訂定推動策略，在捕獲技術部分主要以處理大型固定排放源之二氧化碳排放為標的，包括發電廠、水泥廠、鋼鐵廠及石化廠等產業；在封存部分則以發展相對成熟之地質封存為主要推動方向，且同時考慮深地下鹽水層及油氣構造進行技術研發與示範推動。我國目前以鈣迴路捕獲 CO<sub>2</sub> 技術為主，如圖 4 所示，於 2013 年建立一座 30kWt 之化學迴路新燃燒系統，進行系統主要元件測試與操控技術研究，並進行低成本、高反應性及低磨耗率之載氧體開發。在執行能源國家型計畫之淨煤減碳主軸計畫中，針對碳捕獲化學吸收法進行技術發展及放大實廠測試，亦針對富氧燃燒與燃燒前捕獲進行技術研究。



資料來源：工研院整理，2011.08；經濟部能源局，能源產業技術白皮書，2012。

圖 4 鈣循環捕捉 CO<sub>2</sub> 技術示意圖

目前我國推動 CCUS 研究發展團隊包含 2009 年國科會發起之「淨煤主軸專案計畫」團隊、2010 年由經濟部成立之「CCUS 研發聯盟」、及 2011 年由環保署成立之「CCUS 策略聯盟」。台電公司則規劃於彰工電廠二氧化碳封存試驗場址成立 CCUS 示範區，預估可捕捉 10 萬公噸，並預計在 2020 年後，規劃設立商業規模之碳捕獲技術。而在 2013 年，工研院與台泥合作建立了 1.9MWt 鈣迴路捕獲二氧化碳先導型試驗廠，此試驗廠總捕獲量達每小時 1.0 公噸，為首座與水泥廠相互結合的鈣迴路 CO<sub>2</sub> 捕獲廠。在 CO<sub>2</sub> 封存技術上，已於 2007 年進行地質封存基礎研究，隨後擴大研發及進行先導試驗，在 2013 年再搭配大型國際合作，並增列「風險與長期穩定性評估」研究項目，同時台電公司及中油公司則進行 CO<sub>2</sub> 注儲與地質封存先導試驗。

截至 2015 年止，我國在 CCSU 技術發展上，因尚未解決民眾對於封存部份的接受度，而使 CO<sub>2</sub> 注儲工作暫時無法取得進展。短期內將聚焦於鈣迴路捕獲系統產業化技術驗證、先進燃燒前捕獲製程技術開發、地質封存監測與系統技術開發與再利用等工作。

#### 四、結論

在初級能源供應來源上扮演不可或缺的角色，但化石燃料燃燒卻



會造成大量的溫室氣體排放，在現今全球皆致力於節能減碳的情形下，淘汰化石能源已成為必然之趨勢，但對化石能源的依賴短期內不會明顯的減少，故發展具高效率之先進發電技術則有其必要性，而 SC/USC/A-USC、IGCC、NGCC 及 CCSU 等發電技術具有高發電效率、低碳排放等特點，也因此受到矚目。

我國為技術引進國，台電公司執行之林口及大林電廠更新改建計畫中，增建的機組均採用 USC 發電技術，將廠效率分析提升至 44.93%(LHV, Gross)及 45.59%(LHV, Gross)。而 A-USC 發電技術則處於研發階段，技術方面仍需進一步提升，待其發展轉趨成熟後，應用潛力可期。

在 IGCC 發電技術方面，為了引進 IGCC 發電技術，經濟部能源局早期就委託財團法人工業技術研究院進行相關研究計畫，台電公司更在 2002 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，但因可用率及可靠度未達標準，最終決定不進行。儘管 IGCC 技術能提供更高的效率與減少更多 CO<sub>2</sub> 排放，但無論就技術成熟度或建廠成本而言，應對 IGCC 技術的引進更加審慎評估，並持續關注國際間的動向。

而在 CCSU 技術發展上，我國目前以鈣迴路捕獲 CO<sub>2</sub> 技術為主，工研院於 2013 年與台泥合作建立首座與水泥廠相互結合的鈣迴路 CO<sub>2</sub> 捕獲廠。在 CO<sub>2</sub> 封存技術上，則進行地質封存基礎研究，並搭配大型國際合作，同時台電公司及中油公司進行 CO<sub>2</sub> 注儲與地質封存先導試驗。但截至 2015 年止，我國在 CCSU 技術發展上因尚未解決民眾對於封存部份的接受度而未取得進展，故我國若欲發展 CCUS 技術，並擴及到相關產業，應加強 CCSU 相關法規、積極宣導 CCSU 技術及地質封存安全性評估結果，且能與國際接軌，引進 CCUS 關鍵技術與設備系統整合能力，並將技術與整合系統本土化，提升我國化石能源電廠及相關行業的 CCUS 建置能力。

## 參考文獻

1. BP, “BP Statistical Review of World Energy”, 2019.
2. 余建成，形塑低碳社會—高效率先進發電技術與溫室氣體排放減量，能源報導，2010，頁 10-13。
3. IEA, “Energy Technology Perspectives 2012, International Energy Agency”, 2012.
4. 王俊凱，「燃煤發電效率提升技術發展與減碳潛力評估」，台綜院研一所，2016。
5. 經濟部能源局，能源產業技術白皮書，2010、2012。
6. IEA, “Energy Technology Perspectives 2012 Edition”, 2012.
7. 陳崇憲、陳金德、董倫道、徐恆文，台灣 CO2 捕獲封存技術推動發展現況及展望，碳經濟，第十期，2008，頁 38-56。
8. 黃韻勳，我國發展二氧化碳捕獲與封存技術對電力結構的影響評估，碳經濟，第十六期，2010，頁 30-43。
9. 秦安易，「從全球 CCS 計畫發展趨勢反思我國 CCS 技術與產業之可行發展策略」，核研所，2016。
10. IPCC, IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage，Final Draft, IPCC Working Group III on Mitigation of Climate Change, 2005.
11. 談駿嵩、吳明竑，火力發電未來發展情境之探討，台灣能源及電力業之挑戰與機會專題報告，中技社，2013/1。
12. 蕭國鑫，全球重要國家之 CCS 路線圖，能源知識庫，  
[https://km.twenergy.org.tw/Data/db\\_more?id=1373](https://km.twenergy.org.tw/Data/db_more?id=1373)，2017。