

二氧化碳捕獲暨封存 (CCS) 技術發展現況、趨勢與瓶頸

張志瑋、陳中舜

核能研究所-能源經濟及策略研究中心

2013/11

一、發展現況概述

1. 至 2012 年 9 月時全球既有 75 個大規模綜合 CCS 計畫¹。實際運作的八項計畫中，五項為 EOR(Enhanced Oil Recovery)，可總處理量為 16.98 百萬噸- CO₂/年，佔 86.3%，基於經濟理由現階段 CCS 應用仍以 EOR 為主 [1]。國際間已商轉之著名計畫如下：加拿大 Weyburn、阿爾及利亞 In Salah、挪威 Sleipner 與 Snøhvit，其規劃封存總量與單位成本如表 4-6-1[2]，另外中國沁水計畫，截至 2013 年 6 月已完成累計注入輛 124,248 噸[3]。
2. 目前國際間亦正積極評估地下鹽水層之封存潛能。例如：美國、巴西、歐盟、澳洲、日本等皆已完成或持續進行全國封存量評估，而中國、印度等國也正處於起步階段 [4]。
3. 據台灣中油公司估算，臺灣陸域油氣構造的封存潛能達到 28 億噸，工研院則保守推估濱海及海域鹽水層的封存潛能約可達到 95~321 億噸。而這些地層開發是否順利，將直接影響到國內未來減碳與能源安全的技術佈局。

二、技術趨勢簡析

1. 因燃煤擁有蘊藏量豐富、價格相對低廉的優點，故仍被許多國家作為重要的基載電力來源，而其高碳排放量則須仰賴 CCS 來解決。而為能降低 CO₂ 排放、增加電廠整體效率及降低 CCS 耗能，現階段計有 IGCC、USC 及富氧燃燒三種燃煤發電技術，彼此在競爭當中。

¹年排放量達 800,000 ton CO₂ 的燃煤電廠或 400,000 ton CO₂ 的其他工業

2. **比較各類成本，各式電廠加裝 CCS 技術皆會使發電成本顯著增加。**圖 4-6-1 為 IEA 所提供美國各類發電技術 2010~2050 間的均化成本與不確定分析[5]，結果顯示在考慮碳價格下²，相較於再生能源，CCS 技術在 2020 年時較有經濟性，而核能（LWR）則具有長期競爭的優勢。表 4-6-2、圖 4-6-3 分別為美國能源信息署（EIA）[6]與國家能源技術實驗室(NETL)於 2013[7]、2012 年所發佈研究報告，顯示各類火力電廠之均化成本差異。其中需特別注意的，由於美國天然氣燃料成本較低（NTD1.25/度），導致其 NGCC 結合 CCS 發電成本較燃煤電廠為低，此一部分與國內天然氣成本（NTD2.65/度）遠較煤炭成本（NTD1.28/度）為高，有顯著的不同。
3. **台電在 2025 年前仍將會以設置 USC 型式的電廠為主，預估於 2025 年起 CCS 技術才會進入市場，每年約需提供 27.5 百萬噸的 CO₂ 封存量。**表 3 為假設不同碳價下³，參考 IPCC (2005)的 CCS 成本，其中設定封存價為整體 CCS 價格之 6%，推估台灣未來二氧化碳地質封存市場規模（表 4-6-4）[8]。

三、推廣瓶頸與建議

1. **缺乏經濟誘因。**由於目前國內推動 CCS 技術並無礦業如 EOR、EGR 等直接收益，故須透過立法例如：租稅優惠、碳稅、碳交易等以增強 CCS 產業發展的誘因，方能促進技術的推廣。另一方面我國目前並無相關捕獲、探勘與監測等商用技術，必須相當依賴國外技術的支援，進而將影響發電成本與推動期程。
2. **法規與政策限制。**由於 CCS 技術先導試驗研究目前仍受到環評法規的限制，需透過法規解釋或修訂後才能推動，同時我國尚未有 CCS 商用廠開發相關法規，建議應及早研擬。考慮技術引進的期程，目前相關單位並未將 CCS 技

²CO₂ prices are USD 0/tCO₂ in 2010, USD 40/t in 2020, USD 90/t in 2030 and USD 150/t in 2050.

³近期國際平均碳價約為 5 美元/噸 CO₂（低案），IEA 預估為 30 美元/噸 CO₂（中案），而歐盟的態度較為樂觀，認為未來碳價可達 60 美元/噸 CO₂（高案）。

術正式納入「國家節能減碳總計畫」及「我國最適減緩行動方案」(NAMAs)之 2025 年前的政策選項中。

3. **民眾反彈與溝通。**儘管 CCS 對減緩全球暖化與極端氣候將有所貢獻，但對於封存廠址與運輸過程的安全仍有疑慮，故有必須加強與可能利害關係人的溝通及民眾的對於該技術的瞭解。
4. **先導計畫延遲。**我國 CCS 先導計畫受到法規限制、探勘技術、海事工程及鄰避效應的影響，遲遲無法啟動，加劇了未來商用化的不確定。

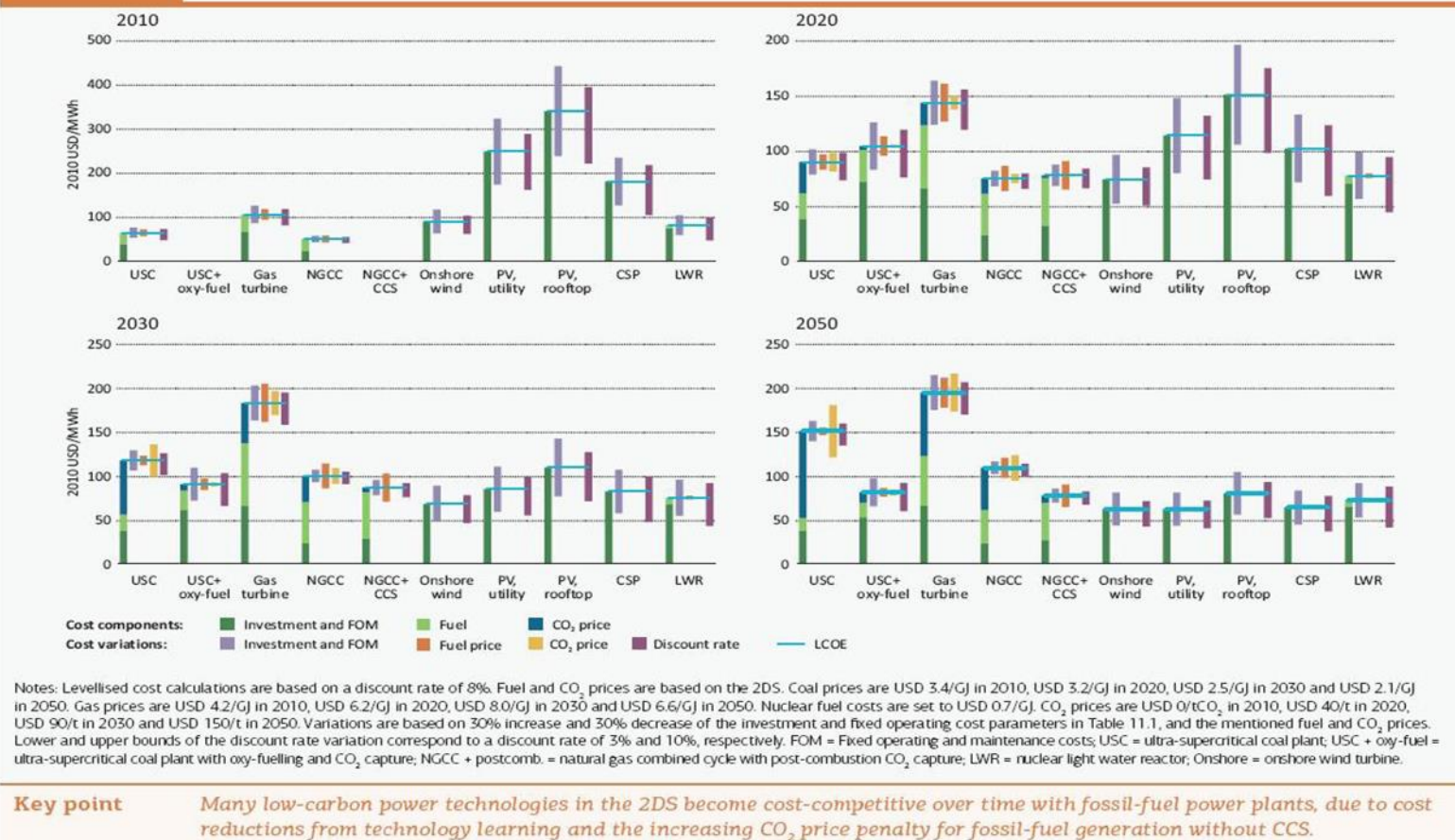
表 4-6-1 國際間著名二氧化碳封存案例

專案名稱	國家	開始 井下 注入 (年份)	平均井下 CO ₂ 注入 速度 (噸/天)	規劃的 CO ₂ 封存 總量 (噸)	封存 類型	專案 規模	成本 (百萬 美元)	單位 成本 (美元/ 噸)
Weyburn	加拿大	2000	3,000 ~ 5,000	20,000,000	EOR	商轉	41	2.05
In Salah	阿爾及 利亞	2004	3,000 ~ 4,000	17,000,000	天然 氣田	商轉	100	5.88
Sleipner	挪威	1996	3,000	20,000,000	鹽水層	商轉	467	23.33
Snøhvit	挪威	2008	2,000	N/A	鹽水層	商轉	5,200 (含 4 艘 LNG 船)	N/A
Gorgon (規劃中)	澳大利 亞	2015	10,000	3,400,000	鹽水層	商轉	N/A	N/A
K12B	荷蘭	2004	100	8,000,000	EGR	先導	N/A	N/A
Frio	美國	2004	177	1,600	鹽水層	先導	N/A	N/A
Fenn Big Valley	加拿大	1998	50	200	ECBM	先導	3.4	17,000
Qinshui	中國	2003	30	150	ECBM	先導	10	66,667
Yubari	日本	2004	10	200	ECBM	先導	29	145,000
Recopol	波蘭	2003	1	10	ECBM	先導	4.7	470,000

資料來源：國科會(2012)

圖 4-6-1：各類主要電力 2010~2050 均化成本預估與不確定分析（美國）

Figure 11.10 Levellised electricity generation costs for selected technologies in the 2DS in the United States



資料來源：IEA(201

表 4-6-2：美國各類電廠於 2018 年完工時均化成本比較

Plant type	Capacity factor (%)	U.S. average levelized costs (2011 \$/megawatthour) for plants entering service in 2018				
		Levelized capital cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission investment	Total system levelized cost
Dispatchable Technologies						
Conventional Coal	85	65.7	4.1	29.2	1.2	100.1
Advanced Coal	85	84.4	6.8	30.7	1.2	123.0
Advanced Coal with CCS	85	88.4	8.8	37.2	1.2	135.5
Natural Gas-fired						
Conventional Combined Cycle	87	15.8	1.7	48.4	1.2	67.1
Advanced Combined Cycle	87	17.4	2.0	45.0	1.2	65.6
Advanced CC with CCS	87	34.0	4.1	54.1	1.2	93.4
Conventional Combustion Turbine	30	44.2	2.7	80.0	3.4	130.3
Advanced Combustion Turbine	30	30.4	2.6	68.2	3.4	104.6
Advanced Nuclear	90	83.4	11.6	12.3	1.1	108.4
Geothermal	92	76.2	12.0	0.0	1.4	89.6
Biomass	83	53.2	14.3	42.3	1.2	111.0
Non-Dispatchable Technologies						
Wind	34	70.3	13.1	0.0	3.2	86.6
Wind - Offshore	37	193.4	22.4	0.0	5.7	221.5
Solar PV ¹	25	130.4	9.9	0.0	4.0	144.3
Solar Thermal	20	214.2	41.4	0.0	5.9	261.5
Hydro ²	52	78.1	4.1	6.1	2.0	90.3

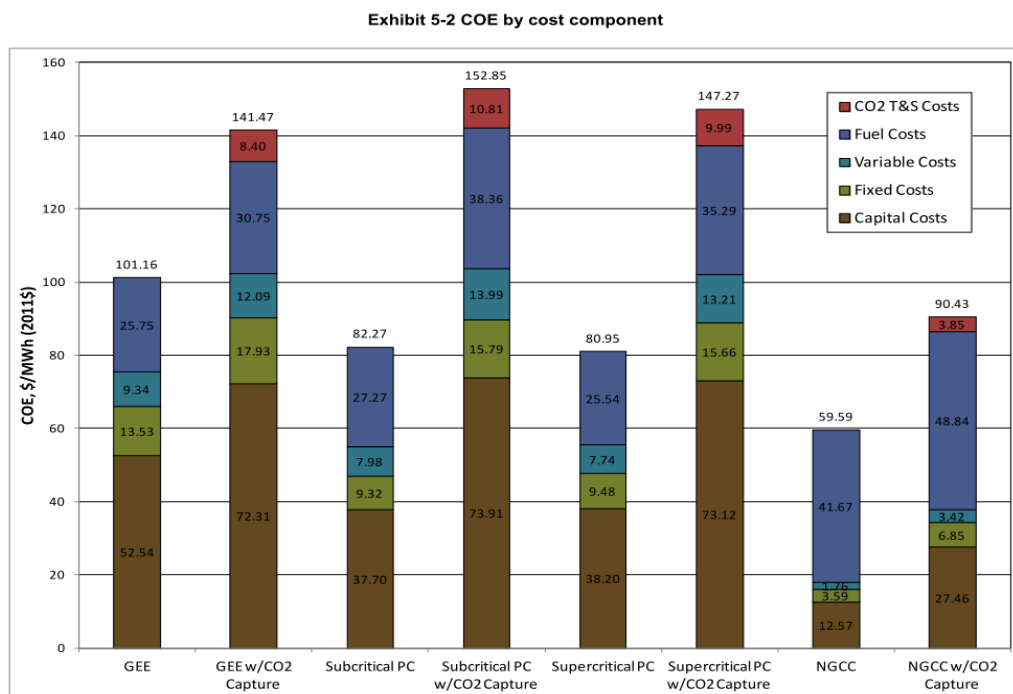
¹ Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity.

² As modeled, hydro is assumed to have seasonal storage so that it can be dispatched within a season, but overall operation is limited by resources available by site and season.

Note: These results do not include targeted tax credits such as the production or investment tax credit available for some technologies, which could significantly affect the levelized cost estimate. For example, new solar thermal and PV plants are eligible to receive a 30-percent investment tax credit on capital expenditures if placed in service before the end of 2016, and 10 percent thereafter. New wind, geothermal, biomass, hydroelectric, and landfill gas plants are eligible to receive either: (1) a \$22 per MWh (\$11 per MWh for technologies other than wind, geothermal and closed-loop biomass) inflation-adjusted production tax credit over the plant's first ten years of service or (2) a 30-percent investment tax credit, if placed in service before the end of 2013 (or 2012, for wind only).

Source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2013, December 2012, DOE/EIA-0383(2012)

資料來源：NETL(2012)



資料來源：NETL(2012)

圖 4-6-2：美國各類火力電廠成本比較

表 4-6-3：我國未來二氧化碳地質封存市場規模概估

時程		2018~ 2020年	2021~ 2030年	2031~ 2040年	2041~ 2050年
期間總封存量		8百萬噸	340 百萬噸	1,160 百萬噸	2,160 百萬噸
封存價 (美元 /噸)	低案	0.08	3.22	11.00	20.48
	0.95	億美元	億美元	億美元	億美元
	中案	0.15	6.45	22.00	40.96
	1.90	億美元	億美元	億美元	億美元
	高案	0.30	12.90	44.00	81.93
	3.79	億美元	億美元	億美元	億美元
注：參考IPCC(2005)的CCS成本，設定封存價為整體CCS價格之6%。					
資料來源：「台灣發展二氧化碳地質封存技術藍圖暨產業化策略之芻議」，2012年。					

資料來源：核研所(2012)

參考文獻

1. Global CCS Institute, 2012, The Global Status of CCS:2012.
2. 國科會，2012，能源國家型淨煤主軸專案計畫-台灣發展二氧化碳地質封存技術藍圖暨產業化策略之芻議。
3. 中國神華煤制油化工有限公司，2013，神華 CCS 示範項目概況及展望。
4. 台經院，2012，二氧化碳地質封存發展潛力及產業化建議。
5. IEA, 2012, ETP 2012.
6. EIA, 2013, Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013.
7. NETL, 2012, Updated Costs (June 2011 Basis) for Selected Bituminous Baseline Cases.
8. 核研所，2012，台灣碳捕獲與封存技術經濟評估之現況與展望。

