

行政院及所屬各機關出國報告  
(出國類別：考察)

赴美國電力研究院 (EPRI) 研習「MiniCAM 能源經濟模型」返國報告

(裝訂線)

服務機關：台灣電力公司  
出國人職稱：綜合研究所電經室主任  
姓名：洪紹平等  
出國地區：美國  
出國日期：96年8月24日至96年9月2日  
報告日期：96年10月31日



## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴美國電力研究院（EPRI）研習「MiniCAM 能源經濟模型」返國報告

頁數 266 含附件：■是□否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/陳德隆/23667684

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

洪紹平/台電公司/綜研所/電經室主任/23601250

陳清江/台電公司/發電處/火力營運組組長/23666525

鍾輝乾/台電公司/開發處/電源策劃組主管/23666874

李春齡/台電公司/工環處/污染防治組主管/23667224

黃義協/台電公司/綜研所/電經室研究專員/23601261

洪育民/台電公司/綜研所/電經室研究專員/23601256

劉桂芳/台電公司/會計處/預決算組會計專員/23667789

出國類別：■1 考察□2 進修□3 研究□4 實習□5 其他

出國期間：96 年 8 月 24 日~96 年 9 月 2 日 出國地區：美國

報告日期：96 年 10 月

分類號/目

關鍵詞：京都議定書（Kyoto Protocol）、MiniCAM 能源經濟模型、GHG-CAM 能源經濟模型

內容摘要：（二百至三百字）

美國電力研究院（EPRI）103 計劃－溫室氣體減量之選擇（Greenhouse Gas Reduction Options），提供決策者檢視溫室氣體減量所可能帶來的成本、可利用性、績效與潛在風險，以及在面對電力需求不斷成長的狀況下，如何將溫室氣體減量政策風險管理概念整合納入公司經營策略中。此一資訊可幫助公司決策者發展因應氣候變遷之策略，並幫助決策者創造與執行更節省成本（cost-effective）的環保公共政策。MiniCAM 能源經濟模型即基於上述背景發展而成，目前美國能源部、美國環保署、IPCC、美國氣候變遷科學專案及許多私人公司等均採用此一模型，故有必要深入瞭解該模型內涵與實際運作情形，作為建構相關模型及研擬公司溫室氣體減量策略之參考依據。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網（<http://report.gsn.gov.tw>）

# 目 錄

第 1 章 團員名單與行程紀要 .....	1
第 1 節 團員名單 .....	1
第 2 節 行程紀要 .....	1
第 3 節 出國目的 .....	3
第 4 節 MiniCAM模型簡介 .....	4
第 5 節 GHG-CAM介紹 .....	6
第 6 節 EPRI研發情形 .....	23
第 2 章 美國氣候變化科學計畫研析 .....	25
第 1 節 前言 .....	25
第 2 節 研究設計 .....	26
第 3 節 CCSP研究模型基準情境方案 .....	31
第 4 節 CCSP四種情境模擬分析 .....	35
第 5 節 小結 .....	42
第 3 章 電力部門二氧化碳排放減量之技術組合 .....	43
第 1 節 前言 .....	43
第 2 節 達成碳排放限制目標的技術評估 (PRISM分析) .....	43
第 3 節 技術發展標的 .....	48
第 4 節 經濟評估 (MERGE) .....	62
第 5 節 結論 .....	69
第 4 章 芝加哥氣候交易中心(Chicago Climate Exchange,CCX) .....	70

第 1 節 CCX發展現況.....	70
第 2 節 CCX參與之會員可區分為抵減集團、抵減供給者與 流動性供給者 .....	73
第 3 節 CCX 2003-2010 市場建構 .....	75
第 4 節 CCX操作和監督管理.....	77
第 5 節 CCS研發現狀.....	81
第 5 章 二氧化碳價格對發購電成本衝擊之分析.....	83
第 1 節 前言 .....	83
第 2 節 分析流程 .....	84
第 3 節 台電火力機組自發電量及二氧化碳排放量分析.....	86
第 4 節 台電火力機組合二氧化碳價格之七時段自發電成本分析.....	89
第 5 節 考慮二氧化碳價格之七時段民營電廠購電成本分析.....	106
第 6 節 台電考慮二氧化碳價格之七時段發購電成本分析.....	114
第 6 章 結論與建議.....	123
第 1 節 結論 .....	123
第 2 節 溫室氣體減量措施相關說明.....	125
第 3 節 對政府及相關部門建議.....	129
參考文獻.....	133
附錄：EPRI簡報資料 .....	134

## 圖 次

圖 1-1	煤電廠混燒生質能減量方案敏感性分析示意	14
圖 1-2	各情境的二氧化碳減量成本分析-煤電廠混燒生質能	15
圖 1-3	隨機分析法的淨現值分佈的情形	21
圖 1-4	電廠價值的改變	22
圖 2-1	整合評估模型(IAM)結構示意圖	26
圖 2-2	IGSM模型結構示意圖	27
圖 2-3	MERGE模型結構示意圖	28
圖 2-4	MiniCAM模型結構示意圖	28
圖 2-5	全球初級能源消費之基準情境	31
圖 2-6	全球電力生產之基準情境	32
圖 2-7	全球化石燃料與工業生產二氧化碳排放趨勢之基準情境	33
圖 2-8	全球附件一與非附件一國家之化石燃料與工業生產之 二氧化碳排放趨勢之基準情境	34
圖 2-9	全球氣體幅射強度之基準情境	34
圖 2-10	全球化石燃料與工業生產CO <sub>2</sub> 排放趨勢	35
圖 2-11	全球初級能源消費之四種情境模擬	36
圖 2-12	全球電力生產之四種情境模擬	37
圖 2-13	碳價與碳排放減少百分比之關係	39
圖 2-14	全球二氧化碳減量對GDP之衝擊	39
圖 2-15	全球電力生產低碳/無碳之排放比例趨勢	40
圖 2-16	全球電力生產低碳/無碳之電源佔比趨勢	41
圖 3-1	PRISM分析方法與流程	45
圖 3-2	基準情境與減量情境之假設	46
圖 3-3	與配電系統相關技術之開發引進時程	49
圖 3-4	與輸電系統相關之技術研發及引進時程	52
圖 3-5	核能發電技術之研發及引進里程碑	54
圖 3-6	燃煤發電與碳捕捉儲存技術研發及引進時程	57
圖 3-7	技術發展過程投入的經費示意圖	60
圖 3-8	不同減量政策對GDP的影響	65

圖 3-9	個別技術的價值評估.....	65
圖 3-10	發電組合及電力躉售價格比較.....	66
圖 3-11	未來天然氣價格及用量比較.....	67
圖 3-12	電力與非電力能源消費比值的展望.....	68
圖 4-1	Reduction Schedule For Phase I+II Members.....	75
圖 4-2	Reduction Schedule For Phase II Members.....	76
圖 4-3	CCX 註冊平台.....	77
圖 4-4	芝加哥氣候交易中心交易螢幕.....	78
圖 4-5	芝加哥氣候交易中心 2003~2006 年交易量與價格.....	78
圖 4-6	芝加哥氣候交易中心過去主要報導.....	79
圖 4-7	CCS 研發現狀.....	81
圖 4-8	CCS 研發之成本分析.....	82
圖 5-1	含二氧化碳成本台電七時段發購電成本之計算流程圖.....	85
圖 5-2	民國 94、95 年台電火力機組發電量佔比.....	86
圖 5-3	民國 94、95 年台電火力機組發電量.....	87
圖 5-4	民國 94、95 年台電火力機組二氧化碳排放量統計.....	87
圖 5-5	民國 94、95 年台電火力機組二氧化碳排放強度統計.....	88
圖 5-6	民國 94 年台電天然氣機組七時段二氧化碳排放量統計.....	92
圖 5-7	民國 94 年台電燃油機組七時段二氧化碳排放量統計.....	92
圖 5-8	民國 94 年台電燃煤機組七時段二氧化碳排放量統計.....	93
圖 5-9	民國 94 年台電火力機組七時段二氧化碳排放量統計.....	93
圖 5-10	民國 95 年台電天然氣機組七時段二氧化碳排放量統計.....	94
圖 5-11	民國 95 年台電燃油機組七時段二氧化碳排放量統計.....	94
圖 5-12	民國 95 年台電燃煤機組七時段二氧化碳排放量統計.....	94
圖 5-13	民國 95 年台電火力機組七時段二氧化碳排放量統計.....	95
圖 5-14	民國 94 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之 發電成本比較.....	98
圖 5-15	民國 95 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之 發電成本比較.....	99
圖 5-16	民國 94 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之	

變動成本比較 .....	101
圖 5-17 民國 95 年台電火力機組及核能機組考二氧化碳價格之 變動成本比較 .....	102
圖 5-18 民國 94 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之 燃料成本比較 .....	103
圖 5-19 民國 95 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之 燃料成本比較 .....	104
圖 5-20 民國 94 年民營電廠天然氣機組之七時段CO <sub>2</sub> 排放量統計 .....	108
圖 5-21 民國 94 年民營電廠燃煤機組之七時段CO <sub>2</sub> 排放量統計 .....	108
圖 5-22 民國 94 年民營電廠七時段CO <sub>2</sub> 排放量統計 .....	109
圖 5-23 民國 95 年民營電廠天然氣機組之七時段CO <sub>2</sub> 排放量統計 .....	109
圖 5-24 民國 95 年民營電廠燃煤機組之七時段CO <sub>2</sub> 排放量統計 .....	110
圖 5-25 民國 95 年民營電廠七時段CO <sub>2</sub> 排放量統計 .....	110
圖 5-26 民國 94 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之購電成本比較 (能量及容量電費).....	112
圖 5-27 民國 95 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之購電成本比較 (能量及容量電費).....	112
圖 5-28 民國 94 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之能量成本比較 .....	113
圖 5-29 民國 95 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之能量成本比較 .....	113
圖 5-30 民國 94、95 年台電火力機組及民營電廠各燃料別於全系統之 發購電佔比 .....	114
圖 5-31 當每噸二氧化碳價格為 10 美元時，民國 94、95 年全系統 七時段二氧化碳排放成本統計 .....	117



## 表 次

表 1-1	赴美國電力研究所研習團員名單.....	1
表 1-2	赴美國考察行程表.....	2
表 1-3	各分析模組共用參數摘要.....	10
表 1-4	煤電廠混燒生質能之參數.....	11
表 1-5	煤電廠混燒生質能之定性分析結果.....	12
表 1-6	情境分析之情境假設.....	14
表 1-7	隨機分析結果摘要--煤電廠混燒生質能.....	17
表 1-8	實質選擇權的分析結果--煤電廠混燒生質能.....	18
表 1-9	定性分析、隨機分析及實質選擇權分析結果彙整表.....	19
表 1-10	實質選擇權可抑低的二氧化碳排放量計算--煤電廠混燒生質能.....	20
表 2-1	三模型之特徵.....	29
表 2-2	CCSP四種情境模擬.....	35
表 2-3	不同時間點碳價水準.....	38
表 2-4	至 2100 年累積減少碳排放量與基準情境相較.....	38
表 3-1	PRISM分析與EIA技術情境比較表.....	44
表 3-2	未來各階段RD&D投入經費估計.....	61
表 3-3	不同情境的技術組合.....	62
表 3-4	各種二氧化碳減量政策目標.....	63
表 4-1	不同工業程序CO <sub>2</sub> 捕捉之成本分析.....	82
表 5-1	民國 94、95 年台電火力機組二氧化碳排放量統計.....	88
表 5-2	民國 94、95 年二氧化碳排放強度由高至低之前 20 部台電機組列表.....	89
表 5-3	民國 95 年台電燃煤各機組二氧化碳排放強度排序表.....	90
表 5-4	民國 94、95 年台電天然氣機組二氧化碳排放強度排序表.....	91
表 5-5	民國 94、95 年台電燃油機組二氧化碳排放強度排序表.....	91
表 5-6	民國 94、95 年台電火力機組及核能機組七時段每度發電成本.....	96
表 5-7	民國 94、95 年台電火力機組及核能機組七時段每度變動成本.....	96
表 5-8	民國 94、95 年台電火力機組及核能機組七時段每度燃料成本.....	97
表 5-9	當每噸CO <sub>2</sub> 價格為 10 元美金時，民國 94、95 年台電火力機組 七時段CO <sub>2</sub> 排放成本分析表.....	97

表 5-10 民國 94 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表 -依發電成本計算 .....	99
表 5-11 民國 95 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表 -依發電成本計算 .....	100
表 5-12 民國 94 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表 -依變動成本計算 .....	101
表 5-13 民國 95 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表 -依變動成本計算 .....	102
表 5-14 民國 94 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表 -依燃料成本計算 .....	104
表 5-15 民國 95 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表 .....	105
表 5-16 民國 94 年台電向民營電廠購電之七時段成本分析表 .....	106
表 5-17 民國 95 年台電向民營電廠購電之七時段成本分析表 .....	106
表 5-18 民國 94、95 年民營電廠各燃料別七時段購電量佔比 .....	111
表 5-19 當每噸二氧化碳價格為 10 元美金時，民國 94、95 年 民營電廠七時段二氧化碳排放成本分析表 .....	111
表 5-20 民國 94 年台電全系統各燃料別七時段發電購量佔比 .....	115
表 5-21 民國 95 年台電全系統各燃料別七時段發電購量佔比 .....	115
表 5-22 民國 94、95 年台電全系統七時段二氧化碳排放量統計表 .....	116
表 5-23 民國 94、95 年台電機組及民營電廠之天然氣、燃油、燃煤 於全系統之發購電量佔比 .....	117
表 5-24 民國 94 年台電發購電七時段成本分析表-依發電成本計算 .....	118
表 5-25 民國 95 年台電發購電七時段成本分析表-依發電成本計算 .....	119
表 5-26 民國 94 年台電發購電七時段成本分析表-依變動成本計算 .....	120
表 5-27 民國 95 年台電發購電七時段成本分析表-依變動成本計算 .....	120
表 5-28 民國 94 年台電發購電七時段成本分析表-依燃料成本計算 .....	121
表 5-29 民國 95 年台電發購電七時段成本分析表-依燃料成本計算 .....	122

## 第1章 團員名單與行程紀要

### 第1節 團員名單

本屆團員名單與觀摩項目說明如表 1-1 所示：

表 1-1 赴美國電力研究所研習團員名單

姓名	單位	職稱
洪紹平	綜研所電經室	主任
陳清江	發電處	火力營運組組長
鍾輝乾	電源開發處	電源策劃組主管
李春齡	工安環保處	污染防治組主管
黃義協	綜研所電經室	研究專員
洪育民	綜研所電經室	研究專員
劉桂芳	會計處	預決算組會計專員

資料來源：本報告整理。

### 第2節 行程紀要

民國 96 年 8 月 24 日於台電公司綜合研究所公館大樓門口集合後，搭乘專車前往桃園中正國際機場。21:30 於長榮航空櫃台完成 Check-in 手續，搭乘長榮航空 BR-0028 於 23:30 起飛，美國時間 20:00 降落舊金山國際機場。8 月 27 日前往美國電力研究院 Palo Alto 總部，瞭解 GHG-CAM 能源經濟模型、溫室氣體減量政策、電力市場和資產價值與 PHEV(油電混合車)等相關議題。8 月 28 日前往馬里蘭大學附設「聯合全球變遷研究中心」進行研習，研習內容除「MiniCAM 能源經濟模型」外，亦包括溫室氣體減量課題與能

源挑戰、核能與全球變遷、CCS 與全球變遷、終端能源使用科技發展價值、PHEV(油電混合車)、全球變遷未來情境、全球適應性管理等相關議題。8 月 31 日前往美國電力研究院華盛頓 DC 辦公室，研析「MERGE 能源經濟模型」、氣候變遷政策與 EPRI PRISM 架構等相關議題。最後於 96 年 9 月 1 日搭乘長榮航空 BR-0011 班機返回桃園中正機場。本次觀摩行程如下表 1-2 所示：

表 1-2 赴美國考察行程表

日期	地點	研習內容
8/24	台北出發→抵達舊金山	往程
8/25	EPRI	赴美國電力研究院研 討溫室氣體減量現況 與發展情形，研習 GHG-CAM 模型
8/26		
8/27		
8/28	舊金山→華盛頓 DC	
8/29	赴馬里蘭大學與 EPRI 華盛頓 DC 辦公室	研習 MiniCAM 與 MERGE 模型
8/30		
8/31		
9/1	華盛頓 DC→台北	
9/2		

資料來源：本報告整理。

### 第3節 出國目的

為了抑制溫室氣體的排放，防制氣候變遷，聯合國於 1992 年地球高峰會通過「聯合國氣候變化綱要公約」，對於「人為溫室氣體」排放做出全球性管制的宣示。1997 年 12 月於日本京都舉行的聯合國氣候變化綱要公約第三次締約國大會中，通過京都議定書（Kyoto Protocol），以規範工業國家未來之溫室氣體減量責任，並已於 2005 年 2 月正式生效。

我國雖礙於國際政治情勢現實，無法平等且正式參與國際環境公約運作，但為克盡地球村一份子的責任及從國家整體利益的角度出發，兼顧社會、經濟、生態、環境及國家永續發展的需要，於民 87 年 5 月與民 94 年 6 月間先後召開兩次全國能源會議，並積極推動溫室氣體減量法(草案)與能源稅法等相關法案。復因我國電力部門溫室氣體排放佔比約佔三成以上，就供給面而言，溫室氣體減量措施可能對電力供應結構產生直接衝擊；另就需求面而言，亦會透過節能、產業結構調整而影響用電需求，進而影響公司營收。

美國電力研究院（EPRI）103 計劃－溫室氣體減量之選擇（Greenhouse Gas Reduction Options），提供決策者檢視溫室氣體減量所可能帶來的成本、可利用性、績效與潛在風險，以及在面對電力需求不斷成長的狀況下，如何將溫室氣體減量政策風險管理概念整合納入公司經營策略中。此一資訊可幫助公司決策者發展因應氣候變遷之策略，並幫助決策者創造與執行更節省成本（cost-effective）的環保公共政策。MiniCAM 能源經濟模型即基於上述背景發展而成，目前美國能源部、美國環保署、IPCC、美國氣候變遷科學專案及許多私人公司等均採用此一模型，故有必要深入瞭解該模型及其他相關 3E 模型內涵與實際運作情形，作為建構本土化模型及研擬公司溫室氣體減量策略之參考依據。

#### 第4節 MiniCAM 模型簡介

MiniCAM 模型係一長期（至 2095 年）部分均衡（未考慮勞動與資本）動態整合評估模型，透過市場機制，追求消費者與生產者之效用極大化，特別強調能源供應之技術，可考量多區域、多種溫室氣體，且允許國際間之排放權交易，用以估算溫室氣體排放量與溫室氣體減量之經濟成本，以及評估氣候變遷政策與技術策略，藉以檢視基本情境與因應氣候變遷可能採行政策情境結果之差異。

- MiniCAM---是一個聯合評估模組(IAM)包括全球性能源和農業能源系統，結合經濟活動、經濟消耗及1990~2095年地方氣候變化排放數據之評估。
- MiniCAM---能夠正確地計算與人口、GDP、最終能源使用等任何特別的情境，這些參數是初級能源與每個區域的需求。

就能源部門供給結構來看，包括油、煤、生質能與廢棄物、天然氣、鈾等初級燃料，以及由初級燃料轉換而得之次級燃料，包括液體燃料、煤、生質能、氣體燃料、電力及氫能等；另就能源部門需求結構觀之，則考慮住宅與商業部門之建築技術、工業部門及運輸部門相關技術等；至於溫室氣體排放部分則考慮區域人口、區域所得、區域能源供給與需求（及供需技術）、區域資源限制、區域相關稅收等，綜合決定區域價格、數量及溫室氣體排放量。

MiniCAM 相關模組之瞭解彙總如下：

(1) ERB(Edmonds-Reilly-Bames)Model：屬能源經濟系統方面市場平衡模式，由PNNL聯合開發。

Inputs：勞動生產力成長、人口、化石和非化石燃料資源、能源技術和生產力成長比率

Outputs：以9個初級燃料、5個最終燃料和14地區能源供給和需求、溫室氣體排放(CO<sub>2</sub>,CH<sub>4</sub>,N<sub>2</sub>O,SO<sub>2</sub>)，和相關經濟活動。

(2) AgLU模型：土地使用的市場平衡模式

Inputs：收入、人口、區域性氣候、最初的陸地使用分配、生產力成長比率，和生質能價格。

Outputs：農林生產、溫室氣體排放、陸地使用和陸地使用排放、農業

價格和土地租用的比率。

(3) MAgLCC模型：整合的模型的碳迴圈,包括大氣化學,排放的強度，海平面，和全球的平均之氣候變化。

Inputs：排放的溫室氣體、歷史的大氣組成，氣候反饋參數，海洋慣性。

Outputs：溫室氣體濃度，排放的強度，全球的平均溫度，海平面高度。

(4) SCENGEN模型：區域性氣候變遷模式，由NCAR聯合開發。

Inputs：全球平均溫度、SO<sub>2</sub> emissions。

Outputs：地理學模式的溫度和海平面沉降變化。

## 第5節 GHG-CAM 介紹

### 一、 模組介紹

#### 1. GHG-CAM 的特性

GHG-CAM 數學模型是建製在 Excel 試算表上，其使用的分析方法包括：

- 利用現代的財務及統計方法  
利用折現後的現金流量(DCF)去評估 GHG 減量計畫的成本效益及淨利益
- 利用蒙地卡羅模擬各主要變數(如燃料價格、各種污染物排放價格)的不確定性
- 加入實質選擇權分析工具

#### 2. GHG-CAM 分析模組

GHG-CAM 的分析模組架構包括：燃煤電廠熱耗率改善、燃煤電廠混燒生質燃料、生質能發電、森林碳匯、新的風力發電技術、新的太陽光電技術、甲烷收集利用及用戶端節能計畫等。GHG-CAM 分析的主要內容重則包括：

- 在相同的假設基礎下，選擇不同的工具分析比較各種 GHG 減量方案的經濟效益。
- 計算各減量方案 GHG 排放減量的期望值。
- 計算各減量方案 GHG 的均化減量成本 (\$/ton CO<sub>2</sub>e)
- 計算各減量方案折現後的淨效益 (稅後收入)
- 計算各減量方案課徵碳稅後的資產價值。

#### 3. GHG-CAM 分析工具

- 定性分析(Deterministic)
  - 各種不確定性均以最有可能的值 “best guess” 輸入
  - 分析結果只有一組數據，如某一減量方案的均化減量成本為(\$10/ton CO<sub>2</sub>e)
- 隨機分析(Stochastic)
  - 主要的不確定性參數均以一組或然率表示，並以蒙地卡羅模擬



( Monte-Carlo simulation )產生機率分配值。

- 分析結果包括期望值、可能出現的範圍、頻率及 VAR

- 實值選擇權(Real Options)

- 如同機率分析法，考慮各種不確定性及其期望值等，決定最適的投資策略，包括何時( when )及何種條件( what market conditions) ， 以獲取最大的價值。

#### 4. 何謂實質選擇權?

實值選擇權(real option)與股票市場的選擇權相似，但其不是財務上選擇權，其標的資產是實質的資產。二者間的差異舉例說明如下：

- 股票市場的買權( a call)提供投資者購買的權利， 但不一定要買；如昨天 Google/GOOG 的收盤價為 \$492，今天投資者可以以每股\$12 代價取得某一時間(12/15/06)截止前以每股\$500 購買該股票的買權。
- 擁有燃煤電廠的電力公司意謂著其有權就該電廠執行煤碳與生質能混燒的實質選擇權
  - 執行此一實質選擇權的代價為修改燃煤機組的投資費用。
  - 執行本計畫的截止時間則未作規範，或許可以到該機組的屆齡退休日。
- 雖然執行此一煤碳與生質能混燒的實質選擇權並未在市場中交易，但電力公司也可以在既該機組既有的資產價值下取得如同支付每股 \$12 的買權取得經濟價值。

#### 5. 長期價格預測

- 為了將 GHG 減量計畫的主要不確定性因素反映在該計畫的壽齡期間(20 years)，GHG-CAM 利用複雜的統計工具產生長期的隨機價格曲線 GHG-CAM 包括燃料、電價及空污費等：
  - 電價 (\$/MWh)
  - NOx 價格 (\$/ton)
  - SO2 價格(\$/ton)
  - CO2 價格(\$/ton CO2e)
  - 煤價 (\$/MMbtu)
  - 生質能燃料價格(\$/MMbtu)

- GHG-CAM 產生隨機(stochastic)價格曲線所必需的基本資料包括：
  - 基年/起始年的成本價格
  - 年上漲率
  - 選擇適當的統計分析工具<sup>11</sup> (即 GBM, EMR, MR, 其他)
  - 波動性(Volatility) / 標準偏差(Standard Deviation)
  - 半壽命期(Half life) (當選擇 MR 及 EMR 統計分析工具時)

## 6. CAM's Excel 架構

- 所有模組共用相同的假設參數均建制在檔名為 CAM\_Assumptions.xls 的試算表上，每一模組亦有各自獨立分析的檔案，如：
  - 煤電廠混燒生質能(Biomass Cofiring )分析模式的 Excel 檔案為 Biomass\_Cofiring11\_ROC.xls；
  - 改善熱耗率(Heat Rate Improvement) 分析模式的 Excel 檔案為 Heat\_Rate11\_ROC.xls

Excel 巨集指令是以 Visual Basic 撰寫，每一分析模組的試算表則包括：投資成本(Capital) (投資費用及折舊)、現金流入(CashFlow)、資料存儲區(Data)、集中交易市場的電價及碳價 (Energy\_CO2)、溫室氣體(GHG) 減排量的計算、結果彙整區、敏感性分析(森林碳匯模組除外)、情境分析 (森林碳匯模組除外)、實質選擇權試算表(如煤混燒生質能模式中的 Coal0、Biomass0、Coal\$、Biomass\$及 BiomassOption 等)。

此外，有關森林碳匯模組部份另新增一分析試算表，檔名為 Forest\_Sequestration.xls

## 7. 共用模組之假設參數

- 定性分析之假設參數
  - 實質貼現率，如 7%；
  - 稅率，如綜合稅率 (combined tax rate) 採 35%；
- 隨機分析之假設參數—價格上漲率
  - 碳價格 (\$/ton CO2e)

<sup>11</sup>These statistical processes include Geometric Brownian Motion (GBM), Mean Reversion (MR) and Exponential Mean Reversion (EMR).

- 各種燃料價格( coal, natural gas, biomass)
- 電價
- 空污費 (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>)

## 二、 GHG 減量方案範例介紹

### • 煤電廠混燒生質能 ( Biomass Cofiring )

就溫室氣體循環觀點，生質能被視為零排放(net zero)的發電燃料，燃煤電廠混燒生質能將可以減少的用煤量及直接抑低溫室氣體( GHG)的排放量。假設有一擁有燃煤電廠的電力公司，為抑低二氧化碳的排放量，規劃研提將其既有燃煤機組進行修改具可混燒生質能燃料的投資計畫，初步構想為修改燃煤電廠具可混燒 0-10% 的生質能燃料。本案投資計畫的經濟效益評估的分析基礎為：

- 基準情境 - 100% 燃煤電廠
- 減量情境 - 修改燃煤電廠具可混燒 0-10% 的生質能燃料

就擁有燃煤電廠的電力公司而言，混燒生質能是一可隨時執行的實質選擇權，投資修改此一燃煤電廠具可混燒生質能費用的折現值即為執行此一實質選擇權的價格。

## 三、 利用 CAM 模型分析之步驟

執行 CAM 模型中：

- Biomass Cofiring 模組(Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls)
- 共用參數模組 (CAM\_Assumptions20\_GEN.xls)

## 四、 輸入參數之假設

### 1. 共用參數之假設 ( Input Global Assumptions Data )

一旦選擇執行混燒生質能模組及參數假設之試算表，使用者即可以輸入或修改 Global 試算表中的假設參數及 CAM\_Assumptions20\_GEN.xls 檔中 Forecast 試算表的長期成本/價格曲線資料。

表 1-3 所示為各分析模組共用參數之部份資料，該表資料內容包括

各種減量方案的實質折現率、基年、二氧化碳價格、可抑低的空氣污染物年排放量等。

表 1-3 各分析模組共用參數摘要

DO NOT MOVE CELLS IN THIS SECTION						
<b>Project-Specific Real Discount Rates</b>		<b>Value</b>				
Biomass Cofiring Discount Rate		7.00%				
Heat Rate Improvement Discount Rate		7.00%				
Forest Carbon Sequestration Discount Rate		7.00%				
Transmission & Distribution Efficiency Discount Rate		7.00%				
Repowering Coal to Natural Gas Discount Rate		7.00%				
Environmental Dispatch Discount Rate		7.00%				
DSM Projects Discount Rate		7.00%				
New Renewables Projects Discount Rate		7.00%				
"Offset" Projects Discount Rate		7.00%				
<b>Financial Assumptions</b>		<b>Value</b>				
Current Year		2005				
Combined Corporate Tax Rate (Federal and State)		35.00%				
<b>Carbon Assumptions</b>		<b>Values</b>				
CO2 Allowance Price (\$/ton CO2e)		3.00				
CO2 Reduction Discount Rate (%)		7.00%				
Carbon Price "Pass Through" (%)		67.00%				
Annual Escalation Rate - CO2e		5.00%				
<b>Avoided Grid Emissions by Generation Type</b>		<b>SOx</b>	<b>NOx</b>	<b>HG</b>	<b>CO2</b>	<b>Capacity Factor</b>
		(tons/MW-Yr)	(tons/MW-Yr)	(lbs/MW-Yr)	(tons/MW-Yr)	(%)
Nuclear		6.40	4.32	0.069	6,531.72	NA
Wind		2.26	1.66	0.024	2,765.72	34.50%
Solar		0.52	0.52	0.006	1,150.95	18.30%
Biomass		6.06	4.09	0.065	6,188.47	90.00%
Methane (LFG, CMM, MD)/2		5.69	3.84	0.061	5,806.00	80.00%
Energy Conservation / DSM		54.80	20.59	0.378	8,380.46	100.00%
ECAR Grid Average /3		54.80	20.59	0.378	8,380.46	100.00%

**Worksheet Instructions**

The yellow-colored cells on this worksheet represent all of the primary modeling assumptions used in the Biomass-Cofiring spreadsheet model.

The user should input company-specific data into the yellow-colored cells.

**Data Input Key**

**Black Text** = User-defined input values.

**Red Text** = Value is defined by user in a different location. Users should not alter these values locally.

**Macro** = Macro control button.

## 2. 個別投資計畫有關的參數假設 (Input Project Assumptions Data)

使用者於選擇執行共用參數之試算表，輸入正確的參數後，緊接需選擇執行 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 CashFlow 試算表，並輸入與投資計畫有關的參數。必需注意的是基礎情境 (base case) 的資料是指機組目前運轉狀況下的資料，減量計畫 (project case) 則是指機組修改具混燒生質能燃料能力之有關資料，詳如表 1-4 所示。

表 1-4 煤電廠混燒生質能之參數

Project Specific Assumptions	Coal Only Plant	Biomass Co-Fired Coal Plant
Option period	NA	2005-2009
Project Lifetime (Yrs)	24	24
Local Property Tax Rate	NA	2.50%
Production Tax Credit (\$/MWh)	0	0.00
Capacity Retrofitted (MW)	500	500
Capital Cost of Cofiring Retrofit (\$/kW)	0	125.00
Construction Period (Years)	0	0
Capacity Factor	75%	75%
Heat Rate (Btu/kWh)	10,000	10,020
Heat Rate Penalty for Cofiring (%)	0.0%	0.2%
% Biomass Co-Fired	0%	2.0%
SO2 Emissions Factor for Fuel (lb/MMBtu)	0.600	0.600
NOx Emissions Rate for Fuel (lb/MMBtu)	0.35	0.35
Hg Emissions Factor for Fuel (lb/MMBtu)	0.0000020	0.0000020
CO2 Emissions Factor for Fuel (lb/MMBTU)	205	205
CO2 Emissions Rate from Generation (lb/MWh)	2,053	2,016
FOM (\$ /kW-Yr)	26.50	26.70
Unit VOM (\$/MWh)	1.50	1.50

### 3. 敏感性分析參數的輸入 (Input Sensitivity Analysis Parameters)

完成上述二試算表參數的修改或輸入後，使用者緊接著需選擇執行 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 Sensitivity 試算表，修改或輸入與敏感性有關的參數。

### 4. 情境分析參數的輸入 (Input Scenario Analysis Parameters)

使用者最後需選擇執行 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 Scenario 試算表，修改或輸入適當的情境假設參數。

## 五、 定性分析

當使用者完成上述各種參數的輸入工作後，使用者即可開始對煤電廠混燒生質能燃料的二氧化碳減量計畫進行定性分析，此時使用者必需在 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 Results 試算表的右上點選「執行完整的定性分析 (Click Here to Run Complete Deterministic Analysis)」。

### 1. 定性分析結果

在點選「Click Here to Run Complete Deterministic Analysis」，在 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 Results 試算表中會出現一標

題名為「混燒生質能的綜合分析結果 (Comprehension Analysis Result – Biomass Cofiring)」表格，如表 1-5 所示。

依表 1-5 所示，定性分析分別按考慮二氧化碳價格與否 (“yes” or “No”) 個別評估。在不考慮二氧化碳價格的情況下，既有燃煤電廠在計畫期間 (2005-2029) 的售電收入 (Revenue) 為 1,445.3 百萬美元，計畫期間總營運成本 (含固定及變動成本) 則為 1081.9 百萬美元，稅後的毛利淨現值「PV Gross Margin(After-Tax)」為 236.2 百萬美元；既有燃煤電廠於改具混燒生質能後，由於產能利用率並未改變，故計畫期間的售電收入 (Revenue) 仍為 1,445.3 百萬美元，但計畫期間的總營運成本 (含固定及變動成本) 則因效率下降及受生質能燃料價格影響，略為增加為 1083.2 百萬美元，再加計修改燃煤電廠具混燒生質能能力之初期投資費 1.3 百萬美元後，計畫期間的總成本為 1084.4 百萬美元，稅後的毛利淨現值略為 234.4 百萬美元，計畫期間抑低的二氧化碳排放量合計為 1.5 百萬噸，以折現率 7% 折至基年的二氧化碳總抑低量為 0.7 百萬噸。依此可以計得，電力公司投資進行既有燃煤改具混燒生質能能力的稅後的毛利淨現值將較修改前原純燃煤電廠減少 1.8 百萬美元，本投資案的均化後的溫室氣體減量成本「Levelized GHG Abatement Cost (After-Tax)」為 2.54 美元/噸 (=1.8/0.7)。

表 1-5 煤電廠混燒生質能之定性分析結果

Comprehensive Analytic Results -- Biomass Cofiring						
Includes CO2 Forward Price? (\$/ton CO2e)	Deterministic					
	No			Yes		
	Coal Plant	Biomass Co-Fired	Difference	Coal Plant	Biomass Co-Fired	Difference
<b>Financial Information</b>						
Revenues	1,445,274,579	1,445,274,579	0	1,525,969,076	1,525,969,076	0
Total Operating Cost (Fixed plus Variable)	1,081,878,143	1,083,172,651	1,294,507	1,280,253,436	1,277,969,253	-2,284,183
Capital Cost	0	1,250,000	1,250,000	0	1,250,000	1,250,000
Total Cost	1,081,878,143	1,084,422,651	2,544,507	1,280,253,436	1,279,219,253	-1,034,183
<b>PV Gross Margin (Pre-Tax)</b>	\$ 363,396,435	\$ 360,851,928	\$ (2,544,507)	\$ 245,715,640	\$ 246,749,823	\$ 1,034,183
<b>PV Gross Margin (After-Tax)</b>	\$ 236,207,683	\$ 234,408,827	\$ (1,798,856)	\$ 159,715,166	\$ 160,242,459	\$ 527,293
<b>GHG Emissions Reductions (tons CO2e)</b>						
GHG Emissions Reductions (2010-2012)	0	182,495	182,495	0	182,495	182,495
GHG Emissions Reductions (Project Life)	0	1,520,796	1,520,796	0	1,520,796	1,520,796
PV GHG Emissions Reductions (Project Life)	0	708,909	708,909	0	708,909	708,909
<b>Levelized GHG Abatement Cost (After-Tax)</b>						
PV \$ Net Income / PV Ton CO2e (Project Life)			\$ (2.54)			NA

當考慮二氧化碳價格（\$3/噸）後，由於電價上漲，計畫期間的售電收入提高至 1526.0 百萬美元，原純燃煤電廠的總成本亦增加為 1280.3 百萬美元，計畫期間稅後的毛利淨現值降為 159.7 百萬美元；既有燃煤電廠於改具混燒生質能後的稅後毛利淨現值降為 160.2 百萬美元，與修改前純燃煤相較，稅後的毛利淨現值將增加 0.5 百萬美元，換言之，若考慮二氧化碳價格，投資修改既有燃煤電廠具混燒生質能能力，以抑低二氧化碳排放量 0.7 百萬噸，將較具經濟優勢，值得進行此一減量方案。

## 2. 敏感性分析結果

敏感性分析係為彌補定性分析不足之處，在執行定性分析以後，程式會自動進行敏感性分析，但敏感性分析僅進行「不考慮二氧化碳價格」的情境分析。

就既有燃煤電改具混燒生質能能力模組而言，使用者可就 4 個主要變數：財務折現率（Financial Discount Rate）、除汞成本（Mercury Abatement Cost）、單位投資成本（Expected Capital Cost）及生質能燃料的到廠成本（Delivered Biomass Price）等進行參數變動的假設；其分析結果則是以表格及圖型的方式呈現。

圖 1-1 所示為燃煤電廠改具可混燒生質能能力投資計畫的敏感性分析示意圖，依該圖所示，定性分析燃煤電廠改具混燒生質能，抑低二氧化碳排放的均化單位成本為 \$ 2.54/噸 CO<sub>2</sub>e：

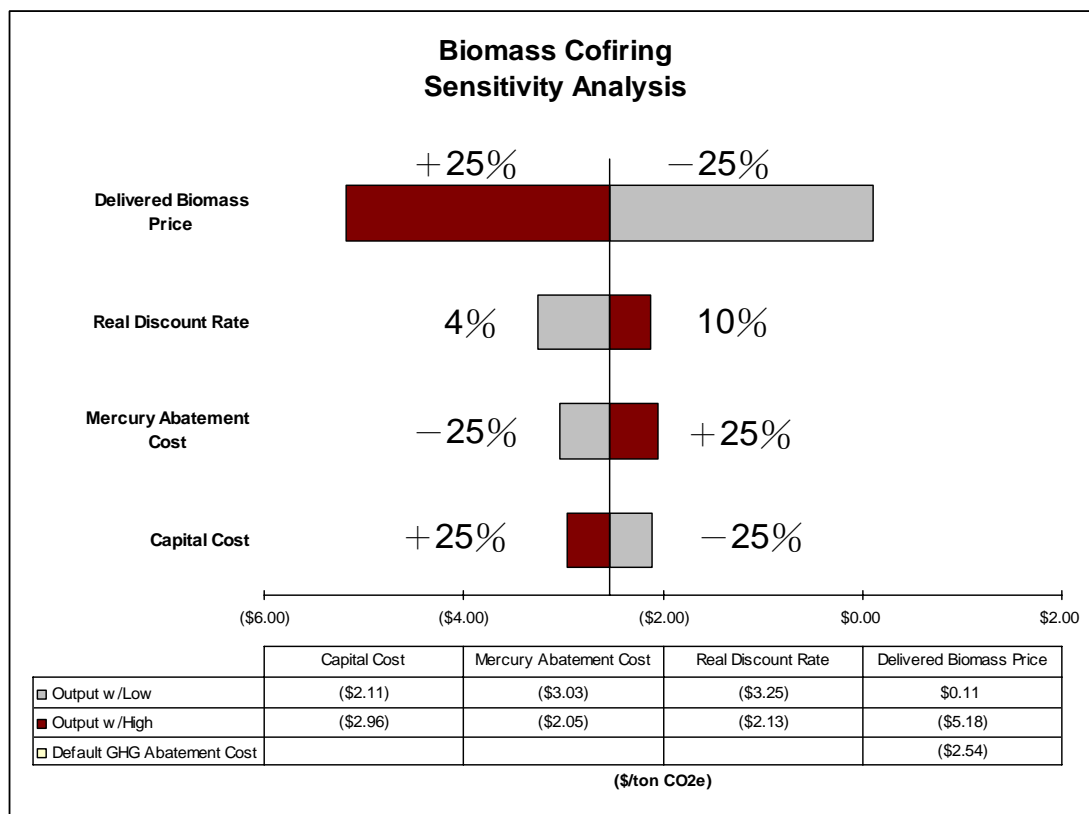


圖 1-1 煤電廠混燒生質能減量方案敏感性分析示意

### 3. 情境分析結果

所謂情境分析係指對主要變數同時做不同的假設並構成一情境，使用者可以依自己判斷或偏好，假設各種不同的組合情境進行分析。

敏感性分析亦為彌補定性分析不足之處，在執行定性分析及敏感性分析以後，程式會自動進行情境分析，同樣地，情境分析僅進行「不考慮二氧化碳價格」的分析。

表 1-6 情境分析之情境假設

Scenario Analysis Results				
Variable	Default	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Financial Discount Rate (%)	7.00%	3.00%	5.00%	10.00%
Mercury Abatement Cost Adjustment (%)	0%	25%	10%	-25%
Capital Cost Adjustment (%)	0%	50%	25%	-25%
Biomass Fuel Price Adjustment (%)	0%	-50%	-25%	50%



表 1-6 所示為煤電廠混燒生質能二氧化碳減量計畫情境分析之假設，依該表所示，除原定性分析的假設基礎（Default）外，另外就財務折現率、除汞成本、單位投資成本及生質能燃料的到廠成本等變數做不同的假設與組合；圖 1-2 所示則為情境分析的結果。

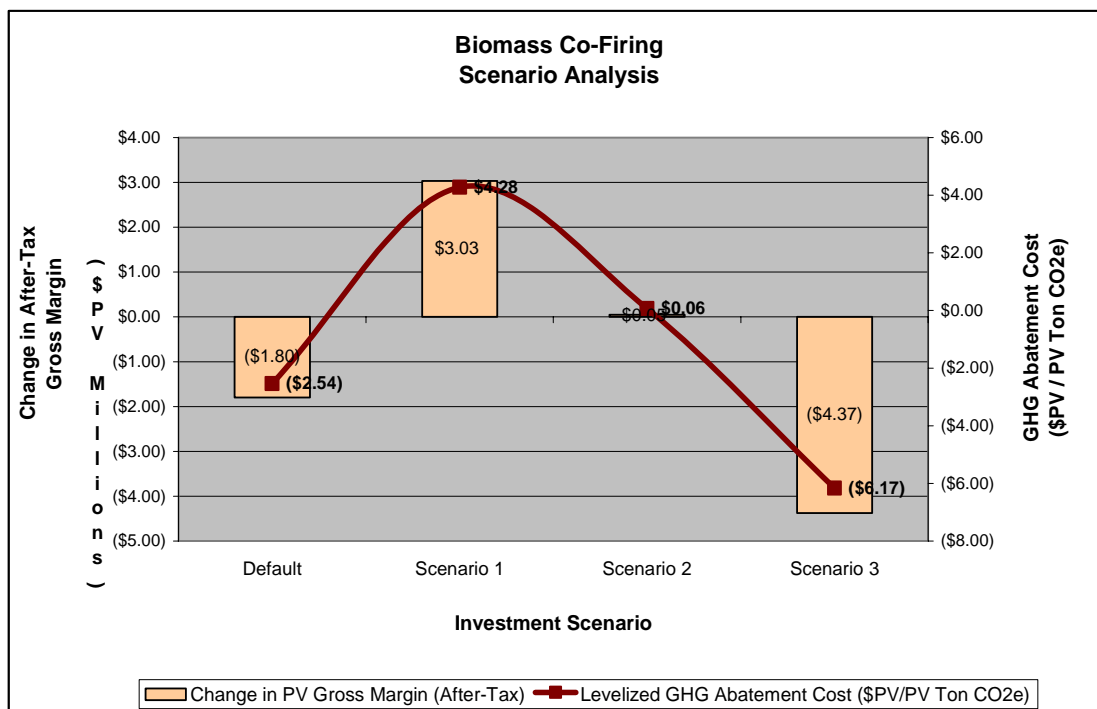


圖 1-2 各情境的二氧化碳減量成本分析-煤電廠混燒生質能

依圖 1-2 所示，情境 1（Scenario 1）當折現率降為 3%、除汞成本上升 25%、電廠改具混燒生質能的建廠成本增加 50% 及生質能燃料到廠成本下降 50% 等情形時，減量方案具經濟效益，計畫期間稅後毛利淨現值較原純燃煤環境下增加 3.03 百萬美元，當增加的淨現值以減量方案所抑低的二氧化碳排放量表示，相當於有 \$4.28/噸 CO<sub>2e</sub> 的經濟收益。

同樣地，當折現率上升至 10%、除汞成本下降 25%、電廠改具混燒生質能的建廠成本下降 25% 及生質能燃料到廠成本增加 50%，即情境 3（Scenario 3）的假設時，減量方案的經濟變差，計畫期間稅後毛利淨現值較原純燃煤環境下減少 4.37 百萬美元，每噸二氧化碳的減量成本增加為 \$6.17。

## 六、 隨機及實質選擇權分析

在進行隨機及實質選擇權分析，使用者必須先建制及打開 Excel 附加檔—Real Option Calculator version 1.1；當使用者相關資料，包括共用參數、個別投資計畫有關的參數、敏感性分析及情境分析等資料的輸入後，即可以進行隨機及實質選擇權分析；使用者只需在 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 Results 試算表的右上點選「執行實質選擇權分析 (Click Here to Run ROC Analysis)」即可。

### 1. 隨機分析結果

同樣地，隨機及實質選擇權的分析結果會顯 Biomass\_Cofiring20\_ROC\_GEN.xls 檔中的 Results 試算表；在進行隨機分析時，由於基礎情境與減量情境的成本參數及有關的變數並非相同，故無法直接以總收入及成本計算稅後毛利淨現值及二氧化碳減量成本。表 1-7 所示為隨機分析的結果，依該表，售電收入、總營運成本、總成本及稅前毛利淨現值等均未顯示數值。

- ◆ 若不考慮二氧化碳價格，原純燃煤電廠於計畫期間的稅後毛利淨現值為 232.7 百萬美元，改具混燒生質能能力於計畫期間的稅後毛利淨現值則為 231.4 百萬美元，較原純燃煤電廠減少 1.32 百萬美元，每噸二氧化碳的均化減量成本為 1.87 美元。
- ◆ 若考慮二氧化碳價格，原純燃煤電廠於計畫期間的稅後毛利淨現值為 157.3 百萬美元，改具混燒生質能能力於計畫期間的稅後毛利淨現值則為 157.0 百萬美元，較原純燃煤電廠減少 0.31 百萬美元，亦即，縱使將二氧化碳價格納入考慮，改具混燒生質能能力減量方案的仍不具經濟性。

表 1-7 隨機分析結果摘要--煤電廠混燒生質能

Comprehensive Analytic Results -- Biomass Cofiring						
Includes CO2 Forward Price? (\$/ton CO2e)	Stochastic					
	No			Yes		
	Coal Plant	Biomass Co-Fired	Difference	Coal Plant	Biomass Co-Fired	Difference
ROC Scenario Name	"Coal0"	"Biomass0"		"Coal\$"	"Biomass\$"	
<b>Financial Information</b>						
Revenues	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Total Operating Cost (Fixed plus Variable)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Capital Cost	0	1,250,000	1,250,000	0	1,250,000	1,250,000
Total Cost	NA	NA	NA	NA	NA	NA
<b>PV Gross Margin (Pre-Tax)</b>	NA	NA	NA	NA	NA	NA
<b>PV Gross Margin (After-Tax)</b>	\$ 232,689,476	\$ 231,365,302	\$ (1,324,174)	\$ 157,333,042	\$ 157,022,770	\$ (310,271)
<b>GHG Emissions Reductions (tons CO2e)</b>						
GHG Emissions Reductions (2010-2012)	0	182,495	182,495	0	182,495	182,495
GHG Emissions Reductions (Project Life)	0	1,520,796	1,520,796	0	1,520,796	1,520,796
PV GHG Emissions Reductions (Project Life)	0	708,909	708,909	0	708,909	708,909
<b>Levelized GHG Abatement Cost (After-Tax)</b>						
PV \$ Net Income / PV Ton CO2e (Project Life)			\$ (1.87)			NA

## 2. 實質選擇權分析結果

實質選擇權的執行與否端視投資標的的淨邊際利益，最佳投資點的投資淨邊際利益（邊際利益減去邊際成本）應該為零(0)；當邊際利益大於或等於邊際成本時，投資繼續進行；反之，將等待時機再投資。而 GHG-CAM 分析工具中的實質選擇權結果將顯示何時( when )及何種條件( what conditions)下去執行實質選擇權。

表 1-8 為實質選擇權的分析結果，依該表：

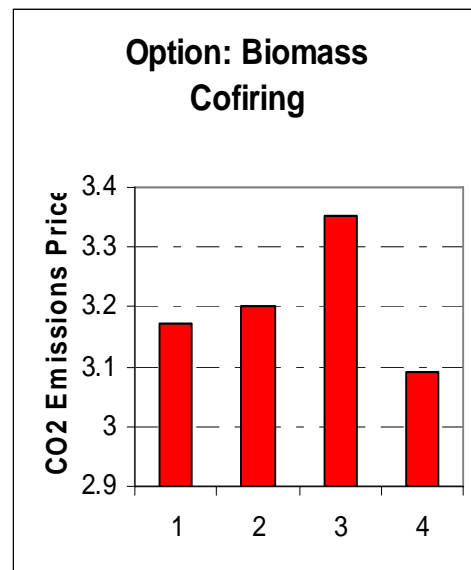
- ◆ 當第 1 年的二氧化碳交易價格超過 \$ 3.17/噸 CO<sub>2</sub>e 時，當年的淨邊際利益即大於零(0)，而每噸二氧化碳交易價格超過 \$ 3.17 的機率則為 43.10%；
- ◆ 第 2 年的二氧化碳交易價格超過 \$ 3.20/噸 CO<sub>2</sub>e 時，當年的淨邊際利益即大於零(0)，而每噸二氧化碳交易價格超過 \$ 3.20 的機率則為 13.08%；
- ◆ 第 3 年的二氧化碳交易價格超過 \$ 3.35/噸 CO<sub>2</sub>e 時，當年的淨邊際利益即大於零(0)，而每噸二氧化碳交易價格超過 \$ 3.35 的機率則為 5.80%；
- ◆ 第 4 年的二氧化碳交易價格超過 \$ 3.09/噸 CO<sub>2</sub>e 時，當年的淨邊際利

益即大於零(0)，而每噸二氧化碳交易價格超過 \$ 3.09 的機率則為 5.96 %。

- ◆ 就實質選擇權而言，當淨邊際利益即大於零(0)累積的機率達 45.13% 時即代表可以去執行本案。

表 1-8 實質選擇權的分析結果--煤電廠混燒生質能

	exercise probability	exercise threshold	exercise relationship
0	0.00%	All Values	Don't Exercise
1	43.10%	03.17	Greater than
2	13.08%	03.20	Greater than
3	5.80%	03.35	Greater than
4	5.96%	03.09	Greater than
5	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
6	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
7	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
8	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
9	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
10	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
11	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
12	0.00%	INACTIVE	Can't exercise
13	0.00%	INACTIVE	Can't exercise



## 七、 分析總結

彙整上述之分析結果按定性分析、隨機分析及實質選擇分析等三方面分別呈現如表 1-9 所示，依該表所示，定性分析與隨機分析均以「考慮—“Yes, ”」與「不考慮—“No, ”」二種情境分別分析探討，若不考慮二氧化碳價格，結果以均化成本表示，若將二氧化碳價格納入計算分析，則是以淨現值的變化量表示；實質選擇權分析則是將二氧化碳價格予以考慮，且是以二氧化碳價格為標的，衡量是否執行實質選擇權。

表 1-9 定性分析、隨機分析及實質選擇權分析結果彙整表

Summary of Analytic Results -- Biomass Cofiring					
	Determinis		Stochast		Real Option
	No	Yes	No	Yes	Yes
Includes CO2 Forward Price? (\$/ton CO2e)					
Change in PV Gross Margin (After-Tax)	\$ (1,798,856)	\$ 527,293	\$ (1,324,174.04)	\$ (310,271)	\$ (191,792)
-					
GHG Emissions Reductions (tons CO2e)					
GHG Emissions Reductions (2010-2012)	182,495	182,495	182,495	182,495	123,979
GHG Emissions Reductions (Project Life)	1,520,796	1,520,796	1,520,796	1,520,796	965,947
PV GHG Emissions Reductions (Project Life)	708,909	708,909	708,909	708,909	421,178
Levelized GHG Abatement Cost (After-Tax)					
PV \$ Net Income / PV Ton CO2e (Project Life)	\$ (2.54)		\$ (1.87)		

#### 八、CO<sub>2</sub>減量的設算

表 1-10 所示為執行煤電廠混燒生質能減量方案有關實質選擇權可抑低的二氧化碳排放量計算，依該表所示，煤電廠混燒生質能每年可抑低的二氧化碳排放量為 60,832 噸，2010-2012 年期間可抑低的二氧化碳排放量合計為 182,495 噸，計畫期間（2004-2028）合計為 1,520,796 噸，各年可減少的二氧化碳排放量以 7% 的折現率折至基年（第 0 年），則計畫期間可抑低二氧化碳排放量的現值總額為 708,909 噸。

表 1-10 實質選擇權可抑低的二氧化碳排放量計算--煤電廠混燒生質能

Greenhouse Gas Emissions Reductions						
Calendar Year	Project Year	Deterministic and Stochastic Values for Annual GHG Reductions (tons CO2e)	Cumulative Potential Annual Emissions Reductions (tons CO2e)	Expected Probability of Annual Option Exercise (tons CO2e)	Expected Cumulative Probability of Annual Option Exercise (tons CO2e)	Expected Value of Annual Emissions Reductions (tons CO2e)
2005	0	60,832	1,520,796	0.00%	0.00%	0
2006	1	60,832	1,459,964	43.10%	43.10%	26,219
2007	2	60,832	1,399,132	13.08%	56.18%	34,175
2008	3	60,832	1,338,300	5.80%	61.97%	37,700
2009	4	60,832	1,277,468	5.96%	67.94%	41,326
2010	5	60,832	1,216,637	0.00%	67.94%	41,326
2011	6	60,832	1,155,805	0.00%	67.94%	41,326
2012	7	60,832	1,094,973	0.00%	67.94%	41,326
2013	8	60,832	1,034,141	0.00%	67.94%	41,326
2014	9	60,832	973,309	0.00%	67.94%	41,326
2015	10	60,832	912,477	0.00%	67.94%	41,326
2016	11	60,832	851,646	0.00%	67.94%	41,326
2017	12	60,832	790,814	0.00%	67.94%	41,326
2018	13	60,832	729,982	0.00%	67.94%	41,326
2019	14	60,832	669,150	0.00%	67.94%	41,326
2020	15	60,832	608,318	0.00%	67.94%	41,326
2021	16	60,832	547,486	0.00%	67.94%	41,326
2022	17	60,832	486,655	0.00%	67.94%	41,326
2023	18	60,832	425,823	0.00%	67.94%	41,326
2024	19	60,832	364,991	0.00%	67.94%	41,326
2025	20	60,832	304,159	0.00%	67.94%	41,326
2026	21	60,832	243,327	0.00%	67.94%	41,326
2027	22	60,832	182,495	0.00%	67.94%	41,326
2028	23	60,832	121,664	0.00%	67.94%	41,326
2029	24	60,832	60,832	0.00%	67.94%	41,326
		1,520,796	NA	NA	NA	965,947
		708,909	NA	NA	NA	421,178
		182,495	NA	NA	NA	123,979

依表 1-10 所示，第 1 年淨邊際利益大於零 (0) 的機率為 43.10%，故當年可抑低二氧化碳的期望值為 26,219 (=60,832\*43.10%) 噸；第 2 年淨邊際利益大於零 (0) 的機率為 13.08%，於加計第 1 年的期望值後累積至第 2 年淨邊際利益大於零 (0) 的機率為 56.18%，第 2 年可抑低二氧化碳的期望值為 34,175 (=60,832\*56.18%)；同理可以計得第 4 年淨邊際利益大於零 (0) 的累積機率為 67.94%，第 4 年可抑低二氧化碳的期望值為 41,326 (=60,832\*67.94%)；由於執行實質選擇權的評估期間設訂為 2005 至 2009 年，故第 5 年起每年淨邊際利益大於零 (0) 的累積機率均為 67.94%，每年可抑低二氧化碳排放量的望值為 41,326 噸；依此，各年可減少的二氧化碳排放量以 7% 的折現率折至基年 (第 0 年)，則以實質選擇權評估計畫期間可抑低二氧化碳排放量的現值總額為 421,178 噸。

## 九、淨現值的頻率分佈

圖 1-3 所示為隨機分析法於考慮二氧化碳價格後，煤電廠混燒生質能減量方案於計畫期間淨現值分佈的情形，依該圖所示，隨機分析的淨現值從負（-）577 百萬美元至 1,054 百萬美元之間，惟此二者出現的頻率甚低不及 1%，出現頻率最高者為淨現值 34.5 百萬美元，其出現的頻率達 41% 以上；其次為淨現值為 238.4 百萬美元，出現的機率約為 23%；出現頻率第 3 者為淨現值負（-）169.4 百萬美元，其出現的頻率約為 22%。

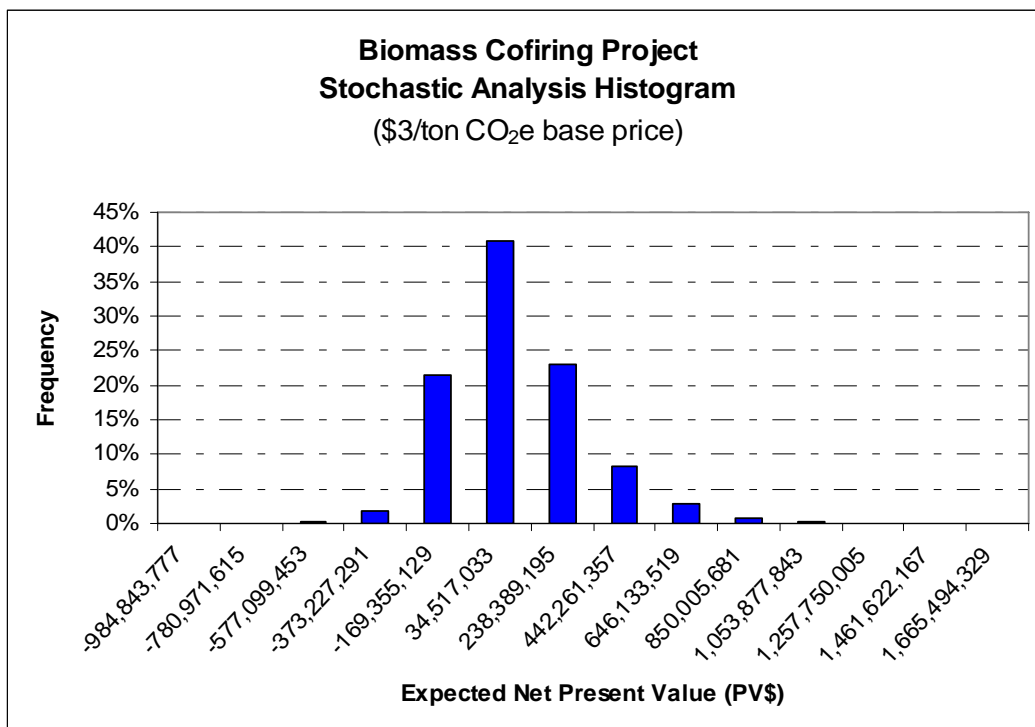


圖 1-3 隨機分析法的淨現值分佈的情形

## 十、計畫價值的評估

圖 14 為煤電廠混燒生質能後的電廠價值改變情形，依該圖所示，若不考慮二氧化碳排放量限制，原來純燃煤電的價值為 232.7 百萬美元，課徵碳稅後，電廠價值減少為 157.3 百萬美元；煤電廠改裝具可混燒生質能新增加資產部份的價值按隨機分析法計算則為負（-）0.3 百萬美元（詳細計算可參表 1-9），若以實質選擇權分析法估計則為負（-）0.2 百萬美元。



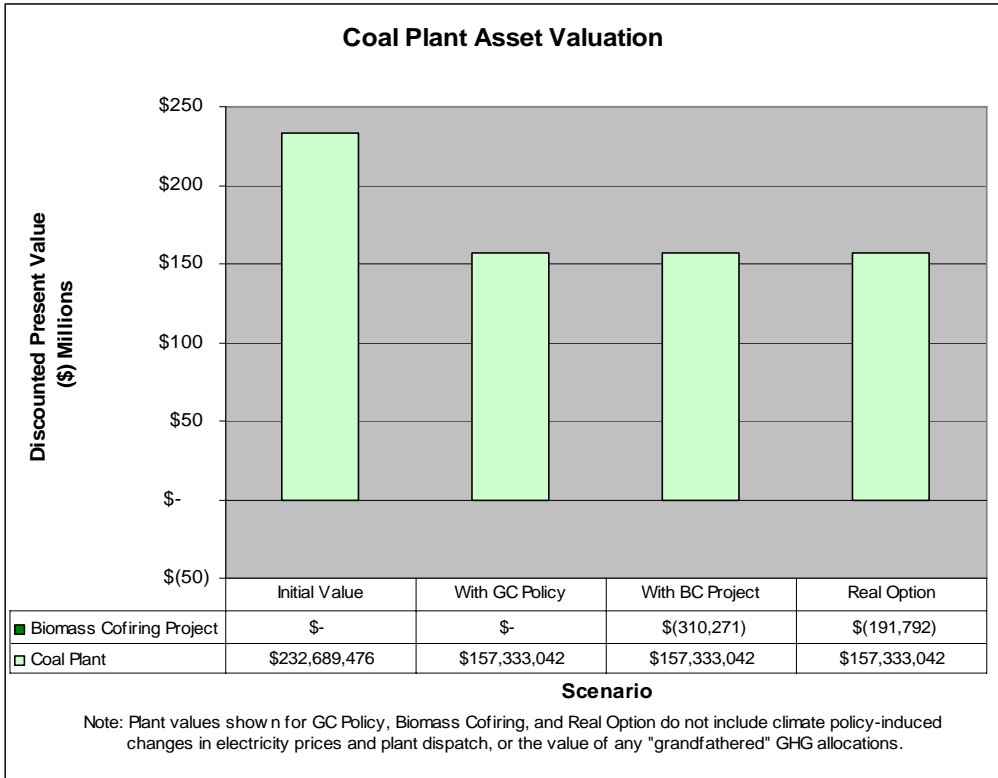


圖 1-4 電廠價值的改變



## 第6節 EPRI 研發情形

### 一、 EPRI 簡介

1. EPRI(The Electric power Research Institute) 1973 年設立，主要研究部在 Palo Alto, Cali.及 Charlotte, North Carolina，總部在 Washington.D.C. 。
2. EPRI 結合科學業、工程師及專家群共同解決電力業面臨挑戰的問題，此包括電力發電、傳送與使用所牽涉健康、工安、環境問題。
3. EPRI 的成員代表 90%以上屬於美國之電力業者，國際參與的代表也約占 R&D 計畫的 15%；本公司可經由有經驗之專家學者進一步與其等進行技術、訊息之交流。

### 二、 EPRI 目前研發的主題範圍包括：

1. 環境方面：空氣品質、全球氣候變遷、土地與地下水、水質與生態系、電磁波、職業安全衛生等。
2. 電力傳輸與市場方面：電力品質、電力輸送與能源利用，輸配可靠度與績效、資產規劃與操作、電力市場與風險、策略革新、投資 廣度革新、安全性等
3. 發電方面：環境控制、燃燒氣渦輪機、主要元件可信賴度、操作與維護、進步型燃煤電廠最佳組合、發電規劃等
4. 核能方面：核能評估與風險管理、材質老化、安全風險技術與運用、燃料可信賴度、儀器控制、低廢與放射物質管理等

### 三、 EPRI 未來核心技術的項目包括：

1. 環境部門方面：全球受低碳限制下，電力業革新的角色等。
2. 發電部門方面：粉煤鍋爐加裝碳捕捉創新技術等
3. 核能部門方面：超越基本設計條件之減除策略等
4. 電力傳輸部門方面：全球變壓器革新技術等

### 四、 EPRI 未來著重研發項目包括：

1. 淨煤技術
2. 碳捕捉儲存技術(CCS)
3. LNG 相關技術
4. 再生能源

5. 核電
6. 環境排放
7. 能源效率
8. 混合插電車輛

## 第2章 美國氣候變化科學計畫研析

### 第1節 前言

美國是國際全球變化研究的積極參與者，為統一協調其國內研究以及國際合作，2002年由布希總統宣佈建立美國氣候變化科學計畫署(Climate Change Science Program, CCSP)，主要是將美國13家聯邦機構所從事的全球環境變化研究合併為一個整體，提供相關的科學知識以處理氣候變化和相關環境系統變化所引發的風險和機會，並針對地球過去與現在之氣候、環境及生態系統之變化進行更深入的了解，有效降低未來地球氣候與環境系統變化之不確定性。

2007年美國氣候變化科學計畫署(CCSP)在美能源部的參與下，發佈21份綜合評與評估系列報告的第二份報告(簡稱整合與評估 2.1 報告)，報告中主要針對穩定溫室氣體濃度的排放、能源和經濟影響進行了評估，不僅為溫室氣體穩定方案提供了一套全球性的參考資料，還評估了模擬方案的發展和應用進程。

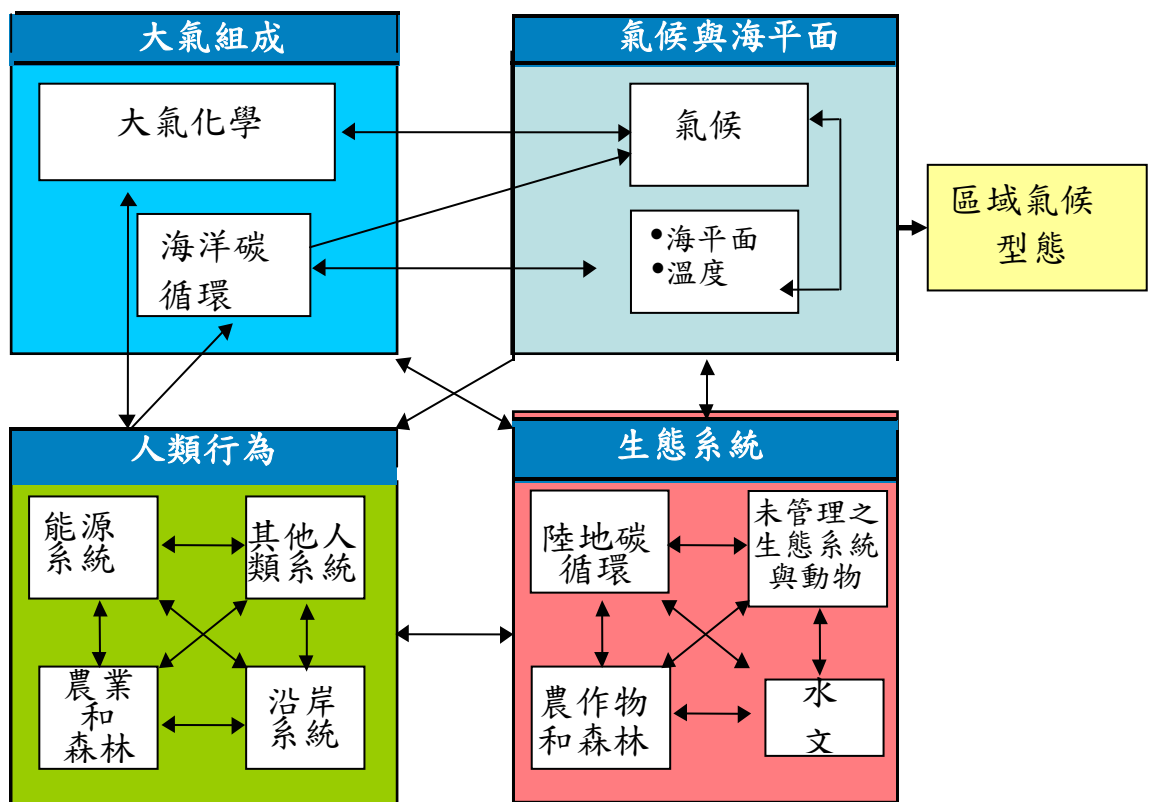
在這份報告中，主要分成兩個部份，第一部份「溫室氣體排放和大氣濃度假設」主要是利用電腦為基礎的假設，評估了大氣中4種可供選擇的溫室氣體穩定標準，模擬4種不同標準對未來所帶來的能源和經濟影響，進而提供決策者有價值的參考；第二部份「評析方案的發展與應用」，主要針對報告方案在全球氣候變化應用中的進展和應用情況進行分析，評估當前方案的有效性並提出對未來有用之建議。

## 第2節 研究設計

### 一、 整合性評估模式(Integrated Assessment Models, IAMs)

所謂整合性評估模型係將模式系統以具有明確化假設的數學模式表示，該模式中除研究自然氣候系統外，並納入影響溫室氣體排放的人口、政治及經濟變數的社會科學之情境考量，因此，國際間對於研究全球氣候變遷普遍均透過整合性評估模式，進行模擬全球性或區域性的氣候變化；其整合性評估模式運作形式包括以下幾點：(詳如圖 2-1 所示)

- 探討氣候變化造成環境、社會與經濟影響及可能的適應方式。
- 分析氣候變化對自然及人類系統的靈敏度與適應能力。
- 模擬區域與全球尺度的可能衝擊與適應。



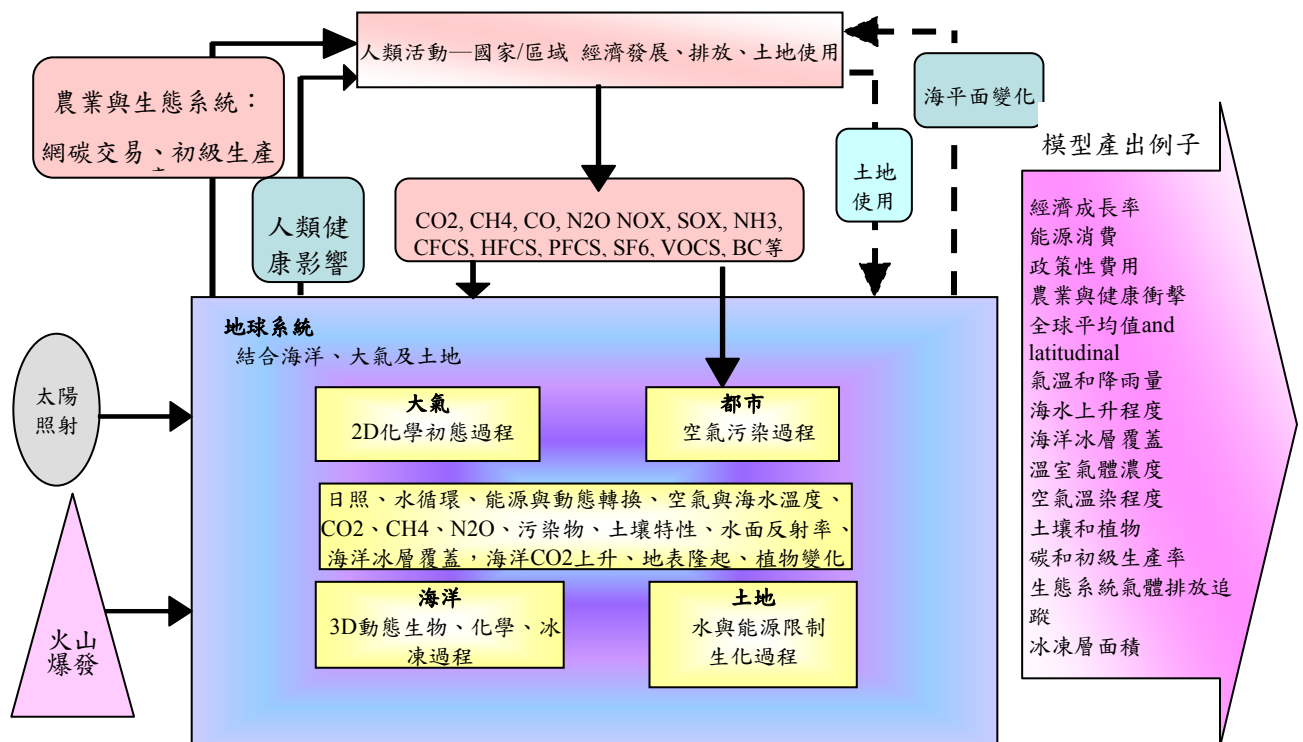
資料來源：美國電力研究所(EPRI),2007 年。

圖 2-1 整合評估模型(IAM)結構示意圖

二、 第一部份「溫室氣體排放和大氣濃度假設」係應用整合評估模型(Integrated Assessment Models, IAMs)，建立了 IGSM、MERGE 與 MiniCAM 三個模型，透過整合性評估模型的結果，適時將模擬結果

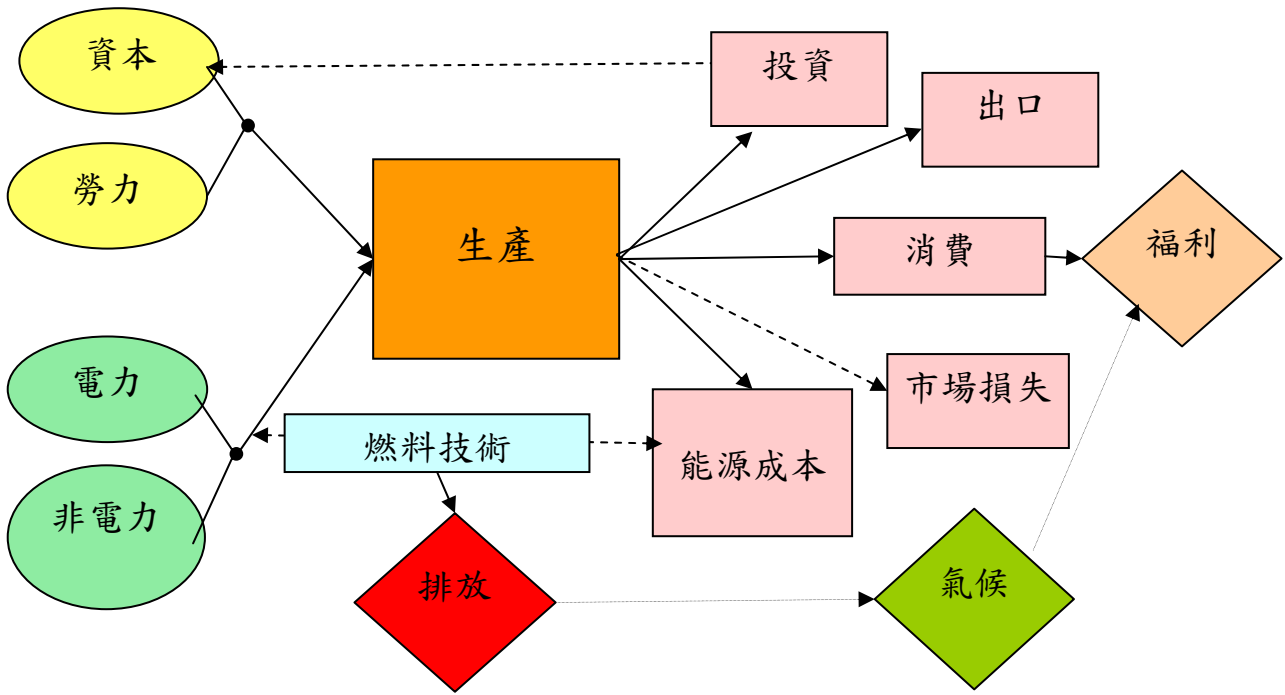
提供給關心全球氣候變遷問題的決策者使用。

- IGSM( Integrated Global System Model )為美國麻省理工學院設計，主要模擬因人類所導致的全球環境變遷，模型中以有關全球社會、生物圈及氣候的科學及政策問題本質為面向，及政府所提之政策對這些變化所產生的影響，詳如圖 2-2 所示。
- MERGE(A Model for Evaluating Regional and Global Effects)主要提供了關於氣候變遷管理建議的思考架構，模型中針對易引起爭議的議題(如成本、損失等)，充分設計提供探索可供選擇之看法，詳如圖 2-3 所示。
- MiniCAM (Mini Climate Assessment Model )該模型係一長期(至 2095 年)部分均衡模動態整合評估模型，主要透過市場機制，追求消費者與生產者之效用極大化，特別強調能源供之技術，可考量多區域、多種溫室氣體，且允許國際間之排放權交易，用以估算溫室氣體排放與溫室氣體減量成本，以及評估氣候變遷政策與技術策略，藉以檢視基本情境與因應氣候變遷可能採行政策情境結果之差異，詳如圖 2-4 所示。



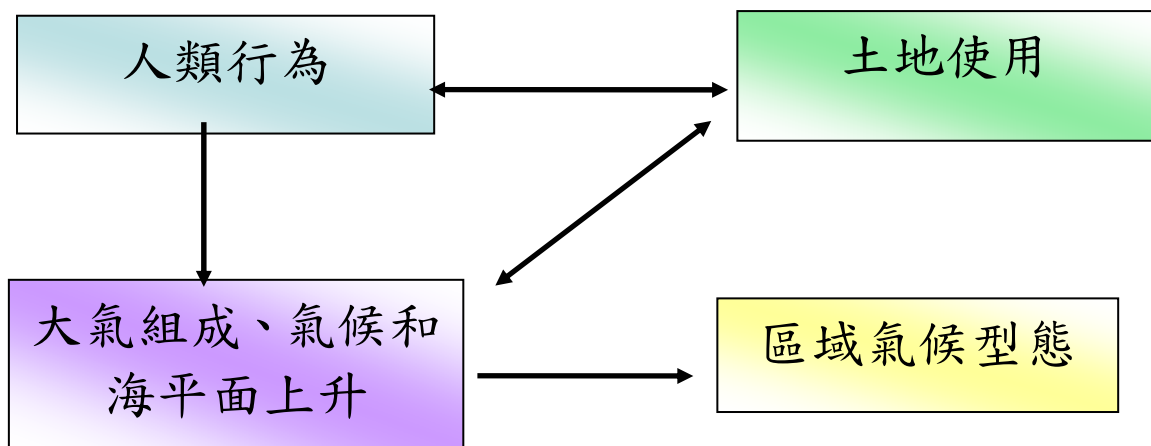
資料來源：EPRI，2007 年。

圖 2-2 IGSM 模型結構示意圖



資料來源：EPRI，2007年。

圖 2-3 MERGE 模型結構示意圖



資料來源：EPRI，2007年

圖 2-4 MiniCAM 模型結構示意圖

表 2-1 三模型之特徵

	IGSM	Mini CAM	MERGE
模擬地區	16	14	9
模擬期間	2000-2100	1995-2200	1990-2095
模型結構	部份均衡模型	一般均衡模型	部份均衡模型
解決方式	遞迴動態	遞迴動態	跨期最適化
每一地區最終能源需求部門	住宅、運輸、服務業、農業、能源密集產業和其它工業	住商、運輸、工業(含農業)部門	單一的，無能源生產部門
資本移轉	五個最佳的資本折舊率	固定折現率，未包括資本投入	以投入產出係數最適化調整未來投資價格
國際貿易商品	所有能源與非能源商品和排放許可證	石油、煤、天然氣、生質能、農業商品和排放許可證	能源、能源密集之工業商品、排放許可和可買賣的商品
排放氣體	CO <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 、N <sub>2</sub> O、HFC <sub>s</sub> 、PFC <sub>s</sub> 、SF <sub>6</sub> 、CO、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>x</sub> 、NMVOC <sub>x</sub> 、BC、OC、NH <sub>3</sub>	CO <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 、N <sub>2</sub> O、CO、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NMVOC <sub>s</sub> 、BC、OC、HFC245fa、HFC125、HFC143a、SF <sub>6</sub> 、C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> 、and CF <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 、N <sub>2</sub> O、long-lived、F-gases、short-lived、F-gases、and SO <sub>x</sub>
土地使用	農業、生質能土地使用和風力與太陽能的土地使用	農業就如同生質能土地使用、生態系統土地使用般，農業土地使用直接決定土地使用排放改變和陸地的碳儲存	從土地使用減少排放，沒有明確的土地使用部門，假設陸地沒有排放二氧化碳
人口	外生	外生	外生
經濟成長	土地、能源、勞動假設為外生生產力，外生的勞動成長主要決定於人口成長；內生資本成長主要則透過儲蓄與投資	對勞動而言生產力成長假設為外生，外生勞動成長影響主要建立在人口統計資料基礎上	假設勞動與能源生產力皆為外生，外生的勞動成長主要受人口成長影響，內生資本成長主要則透過儲蓄與投資
能源效率改變	外生	外生	每個地區隨各地區 GDP 成長比率變動

表 2-1 三模型之特徵(續)

	IGSM	Mini CAM	MERGE
能源資源	石油、頁岩油、氣體、煤、風力、太陽能、土地、水力和核能燃料	傳統石油與非傳統石油、氣、煤、風力、太陽能、生質能(包括垃圾、廚餘和生質作物)、水力和核能燃料(包括鈾和鈾核燃料循環)	傳統石油與非傳統石油、氣、煤、風力、太陽能、生質能、水力和核能燃料
電力技術	傳統化石、核能、水力、天然氣複循環機和	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 傳統化石、核能、水力、新燃煤與燃氣機組 (含或不含 CCS)與其它再生能源</li> <li>• IGCC, NGCC</li> <li>• 第三、四代核能反應器 (含燃料循環)</li> </ul>	傳統化石、核能、水力、新燃煤與燃氣機組 (含或不含 CCS)與其它再生能源
轉換技術	石油提煉、煤氣化與煤的氣化與液化	石油提煉、天然氣處理、液化天然氣、煤和生質能轉換為綜合液體與氣體; 氫的生產(各種來源)	石油提煉、煤液化與氣化、生質液體電解
大氣-海洋	2 個大氣層, 3 個海洋大氣層,	考量海洋熱傳擴散之全球多元能源平衡模型	以海洋熱量衰退來表示
碳循環	生物地球化學模型的陸地與海洋, 依賴氣候與大氣的情況帶有 35 種陸地的生態系統	將全世界的碳循環區分為海洋與陸地, 陸地反應土地使用的改變	假設盤旋海洋的碳循環模型是一個模糊的生物圈

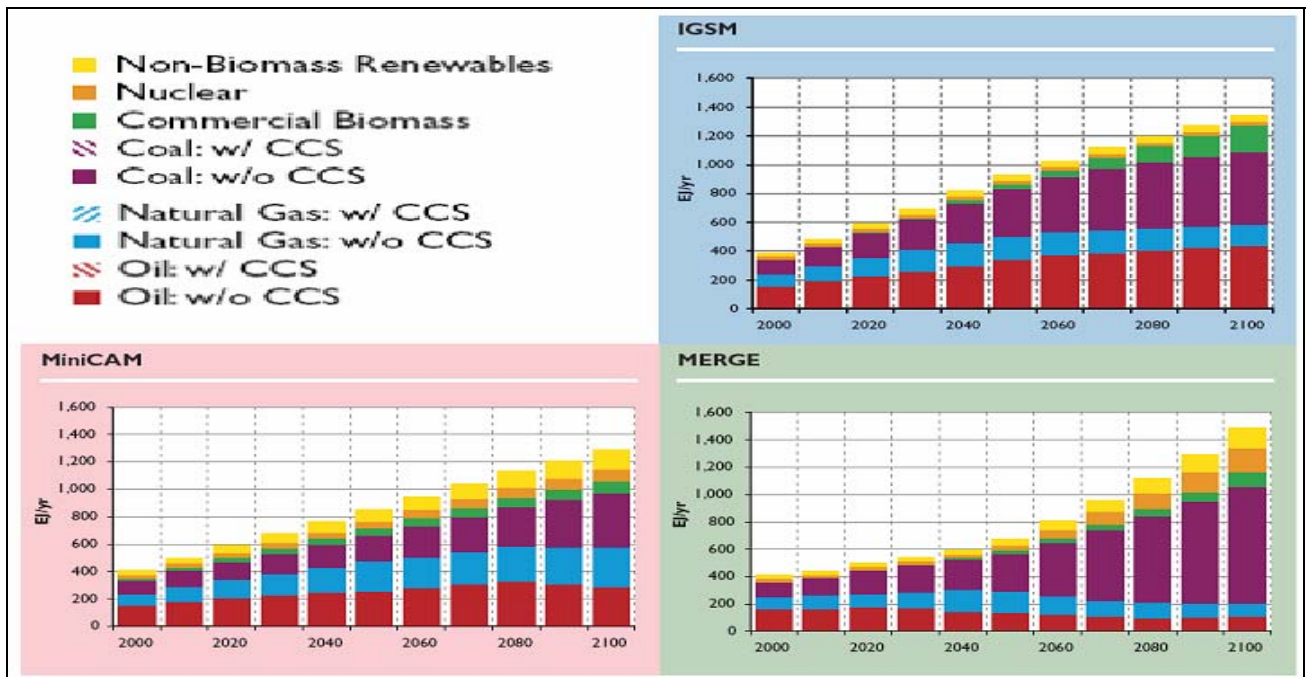
資料來源：美國氣候科學科畫署(CCSP)，2007 年。



### 第3節 CCSP 研究模型基準情境方案

在 CCSP 所有模型假設中均以現行之緩和氣候計劃為主軸，選擇在特定之條件下，分別針對每個模型四種穩定情境加以模擬，其所有模型之假設條件(如人口、經濟成長、技術改變)，在每一模型中均個別發展。

- 全球初級能源消費之基準情境(詳如圖 2-5 所示)
  - 三個模型基準情境之全球初級能源消費均上升，從 2000 年 400EJ(1018 焦耳)增加至 2100 年 1275~1500EJ。
  - 傳統石油逐漸減少，然而替代性化石能源如從煤碳與非傳統油源(油沙與油頁岩)之合成燃料變得更具經濟實用價值。
  - 化石燃料在三個模型基準情境中則由 2000 年佔全球初級能源消費 90% 略為降低至 2100 年 70%~80%。
  - 非化石燃料之能源使用在三個模型基準情境中均呈現上升趨勢，2100 年達 250EJ~450EJ。

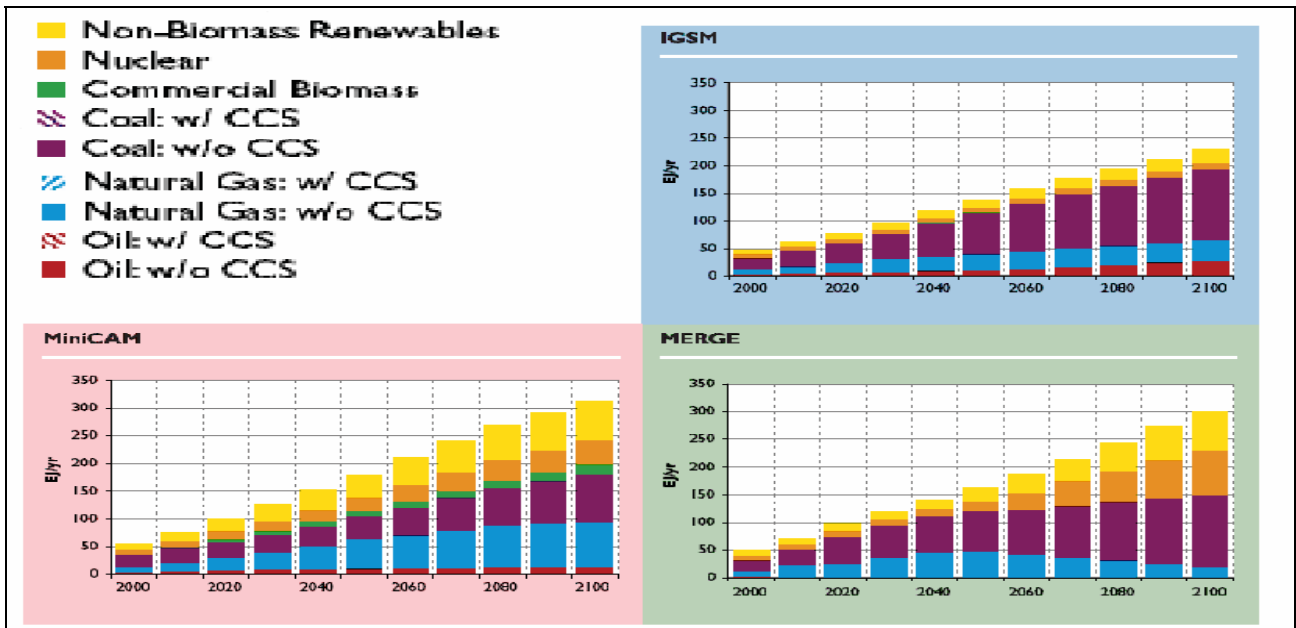


資料來源: CCSP(2007年7月)Synthesis and Assessment Product 2.1a Report by the U.S. Climate Change Science Program and the Subcommittee on Global Change Research.

圖 2-5 全球初級能源消費之基準情境

- 全球電力生產之基準情境

- 三個模型基準情境之全球電力生產 2100 年與 2000 年相較成長超過 4 倍。
- 三個基準情境之煤碳至 2100 年仍居重要地位。
- 再生能源與核能之佔比則視資源可用性、技術等而有所差異，如核能發電至 2100 年約達目前 1.5 倍水準。(詳如圖 2-6)

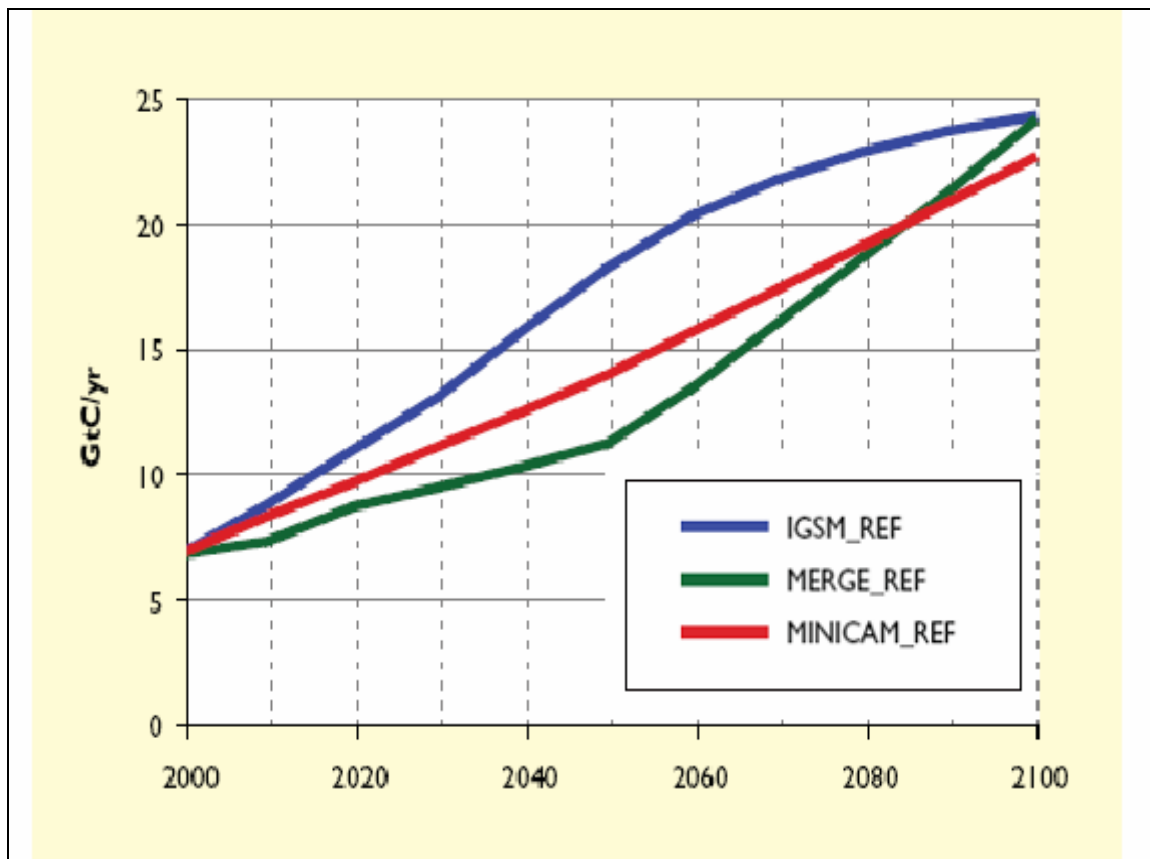


資料來源：同圖 2-5。

圖 2-6 全球電力生產之基準情境

- 全球化石燃料與工業生產二氧化碳排放趨勢之基準情境

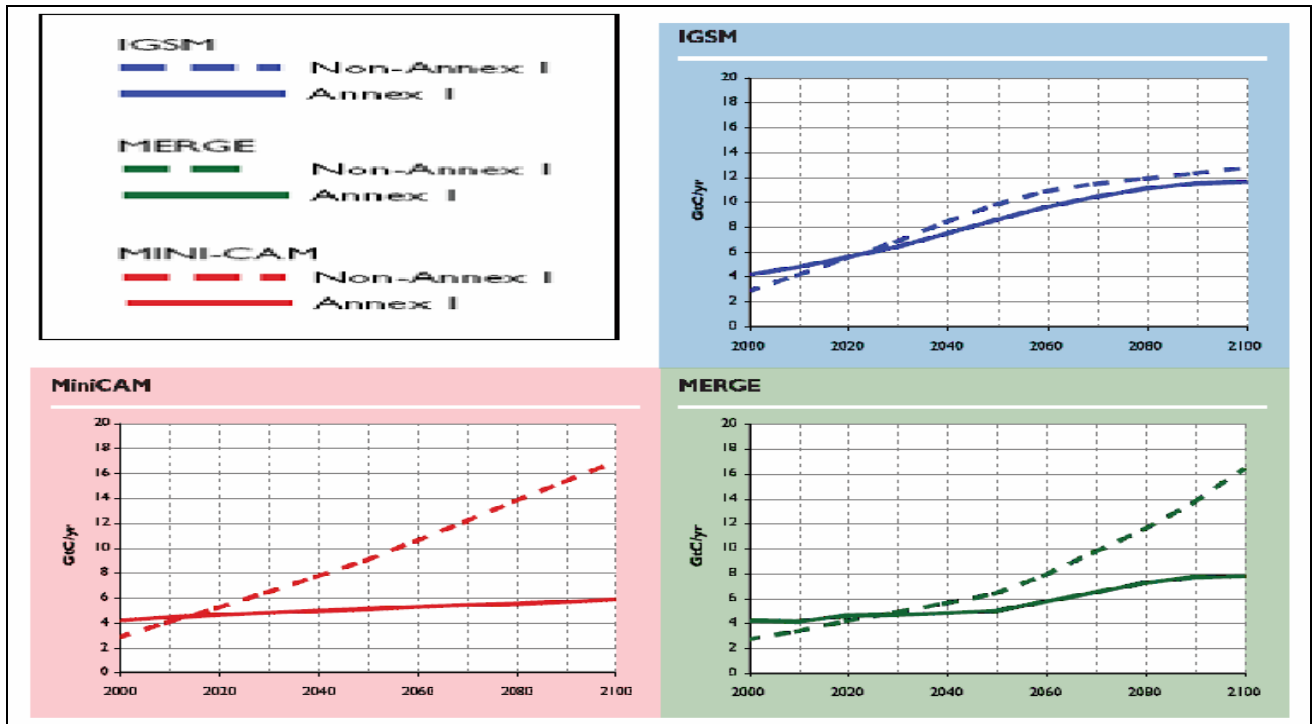
- 三個模型基準情境之全球化石燃料燃燒與工業生產所產生之二氧化碳至 2100 年將達 22.5GtC~24.0GtC(109 噸碳)，與 2000 年相較，成長約 3 倍多。(詳如圖 2-7)



資料來源：同圖 2-5。

圖 2-7 全球化石燃料與工業生產二氧化碳排放趨勢之基準情境

- 全球附件一與非附件一國家之化石燃料與工業生產之二氧化碳排放趨勢之基準情境模擬(詳如圖 2-8)
  - 三個模型基準情境之化石燃料與工業生產二氧化碳排放趨勢，非附件一國家至 2030 年(MiniCAM 更早)將超過附件一國家排放水準。
  - MiniCAM 與 MERG 模型之非附件一國家二氧化碳排放成長迅速，至 2100 年將達附件一國家 2 倍以上排放量。
  - IGSM 模型假設非附件一國家之經濟成長相對較為緩慢，附件一國家之經濟成長則相對較為快速，故兩者排放量差異較小

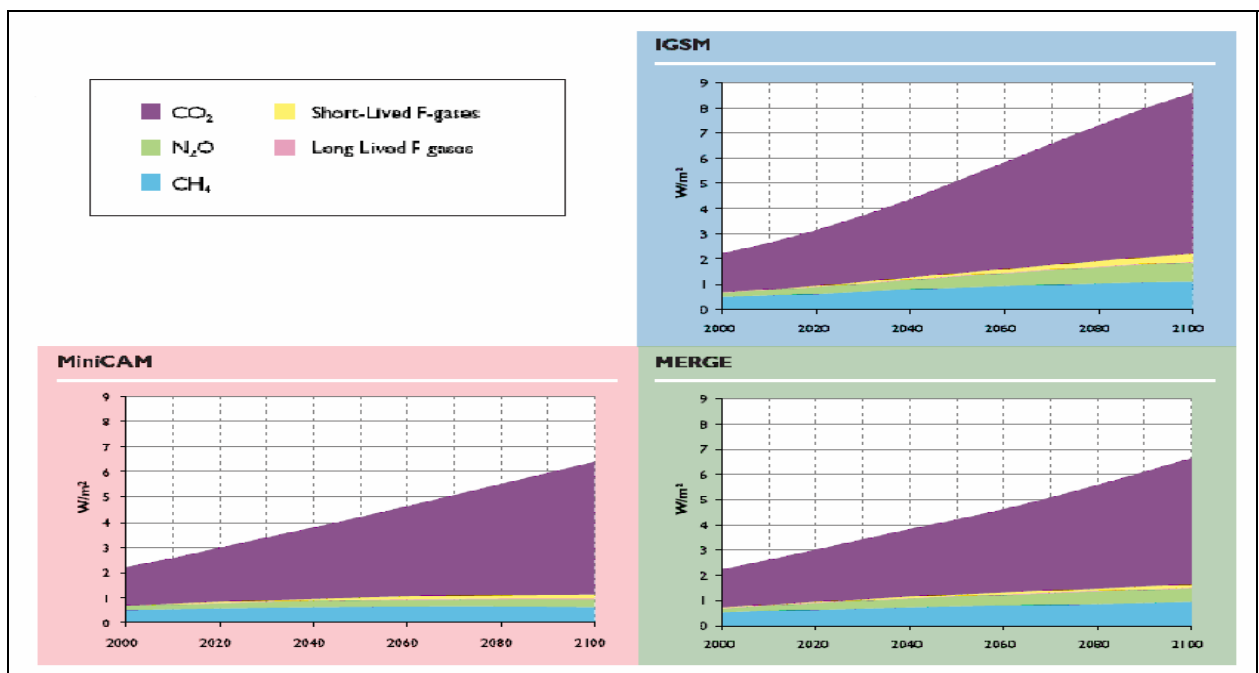


資料來源：同圖 2-5。

圖 2-8 全球附件一與非附件一國家之化石燃料與工業生產之二氧化碳排放趨勢之基準情境

● 全球氣體幅射強度之基準情境

- 三個模型基準情境之二氧化碳排放量至 2100 年將佔整體幅射強度之 75%~80%，2100 年整體幅射強度將達  $6.4\text{W/m}^2 \sim 8.6\text{W/m}^2$ 。(詳如圖 2-9)



資料來源：同圖 2-5。

圖 2-9 全球氣體幅射強度之基準情境

#### 第4節 CCSP 四種情境模擬分析

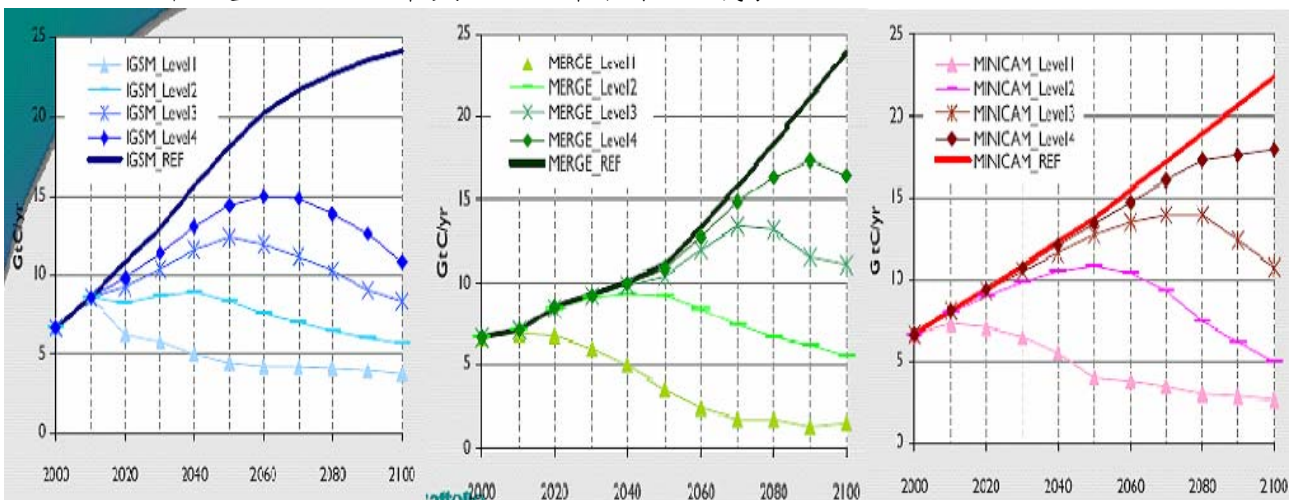
溫室氣體包括 CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, HFCs, PFCs 及 SF<sub>6</sub>，為穩定溫室氣體大氣濃度根據設定目標之不同而有不同之趨勢，CCSP 研究假設至 2100 年大氣濃度分別達 450ppmv、550ppmv、650ppmv 和 750ppmv 四種模擬情境，全球排放量在 21 世紀達到尖峰，然後逐漸減少並達到 4 種穩定水準，亦即呈現「拱形」之樣貌，詳如表 2-2 所示。

表 2-2 CCSP 四種情境模擬

穩定水準	溫室氣體之總 幅射強度 (Wm <sup>-2</sup> )	非二氧化碳之 溫室氣體對幅 射強度之貢獻 (Wm <sup>-2</sup> )	二氧化碳對幅 射強度之貢獻 (Wm <sup>-2</sup> )	2100 年相對 CO <sub>2</sub> 濃度 (ppmv)
Level 4	6.7	1.4	5.3	750
Level 3	5.8	1.3	4.5	650
Level 2	4.7	1.0	3.7	550
Level 1	3.4	0.8	2.6	450
1998 年	2.1	0.65	1.46	365

資料來源：同圖 2-5。

- 全球化石燃料與工業生產 CO<sub>2</sub> 排放趨勢(詳如圖 2-10 所示)
  - 相較於基準情境，幅射強度標準較嚴格，則碳排放下降速度較快。
  - Level 2-4 碳排放近期內仍呈現緩升趨勢，至 21 世紀末期達到高點。
  - 排放量至 2100 年與 2000 年相較，成長 1.5~2.5 倍。

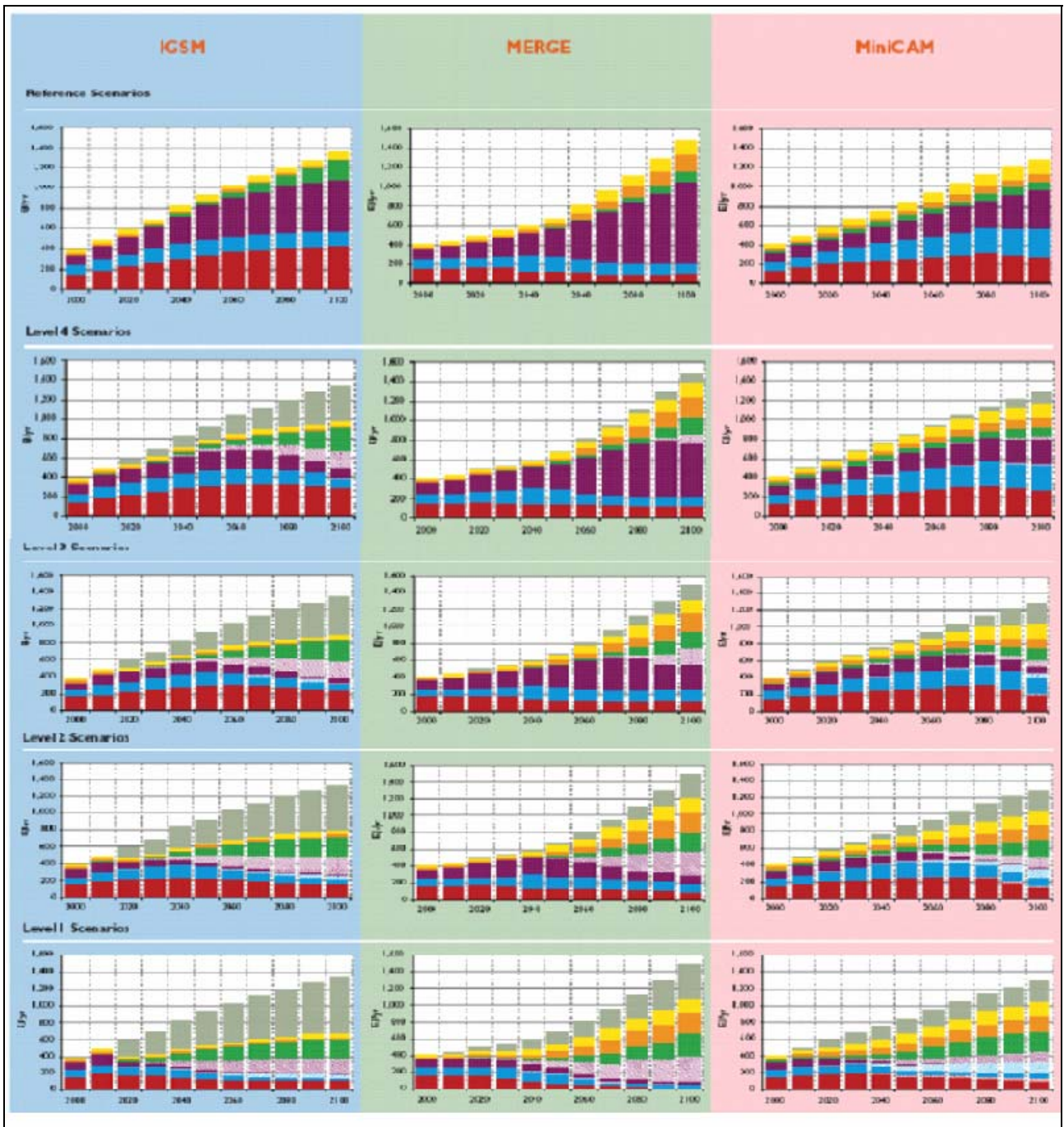


資料來源：同圖 2-5。

圖 2-10 全球化石燃料與工業生產 CO<sub>2</sub> 排放趨勢



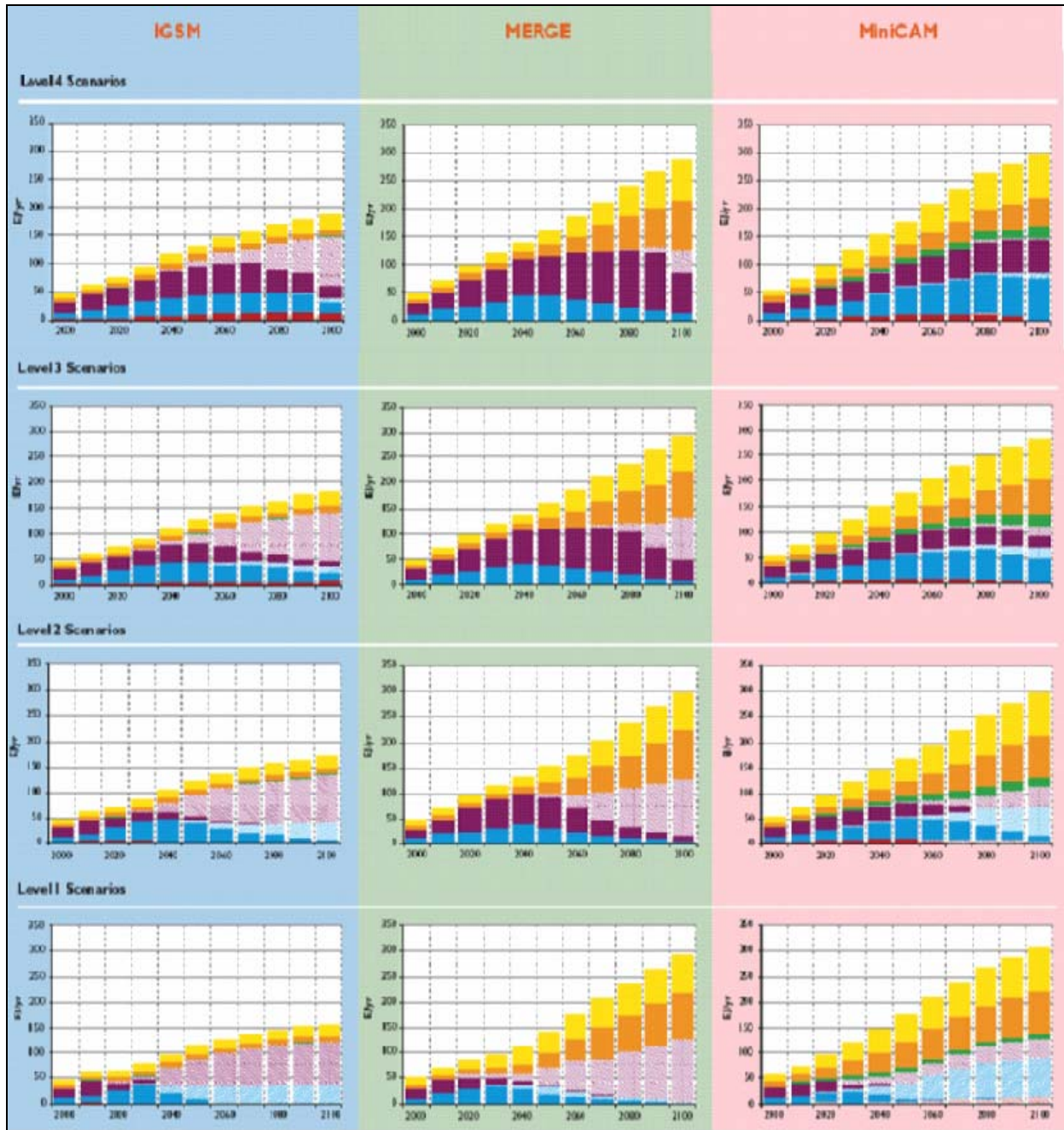
- 全球初級能源消費之四種情境模擬(詳如圖 2-11 所示)
  - 減少能源使用。
  - 增加如生質能、其他再生能源、核能、CCS 等無碳能源之使用。
  - 各模型有關成本、政策及資源限制等假設不同，結果亦略差異。



資料來源：同圖 2-5。

圖 2-11 全球初級能源消費之四種情境模擬

- 全球電力生產之種情境模擬(詳如圖 2-12 所示)
  - 未來不同之電力技術將具有競爭力，視相對經濟可行性、可靠性及資源可利用性之不同假設，而有不同之模擬結果。
  - 電力佔能源消費之相對比例增加，導致未來電力生產減少的幅度較初級能源為小。



資料來源：同圖 2-5。

圖 2-12 全球電力生產之四種情境模擬

- 不同時間點碳價水準(詳如表 2-3 所示)

表 2-3 不同時間點碳價水準

Stabilization Level	2020 (\$/tonne C)			2030 (\$/tonne C)		
	IGSM	MERGE	MiniCAM	IGSM	MERGE	MiniCAM
Level 4	\$18	\$1	\$1	\$26	\$2	\$2
Level 3	\$30	\$2	\$4	\$44	\$4	\$7
Level 2	\$75	\$8	\$15	\$112	\$13	\$26
Level 1	\$259	\$110	\$93	\$384	\$191	\$170

Stabilization Level	2050 (\$/tonne C)			2100 (\$/tonne C)		
	IGSM	MERGE	MiniCAM	IGSM	MERGE	MiniCAM
Level 4	\$58	\$6	\$5	\$415	\$67	\$54
Level 3	\$97	\$11	\$19	\$686	\$127	\$221
Level 2	\$245	\$36	\$69	\$1,743	\$466	\$420
Level 1	\$842	\$574	\$466	\$6,053	\$609	\$635

資料來源：同圖 2-5。

- 至 2100 年累積減少碳排放量與基準情境相較 (109 噸碳) (詳如表 2-4 所示)

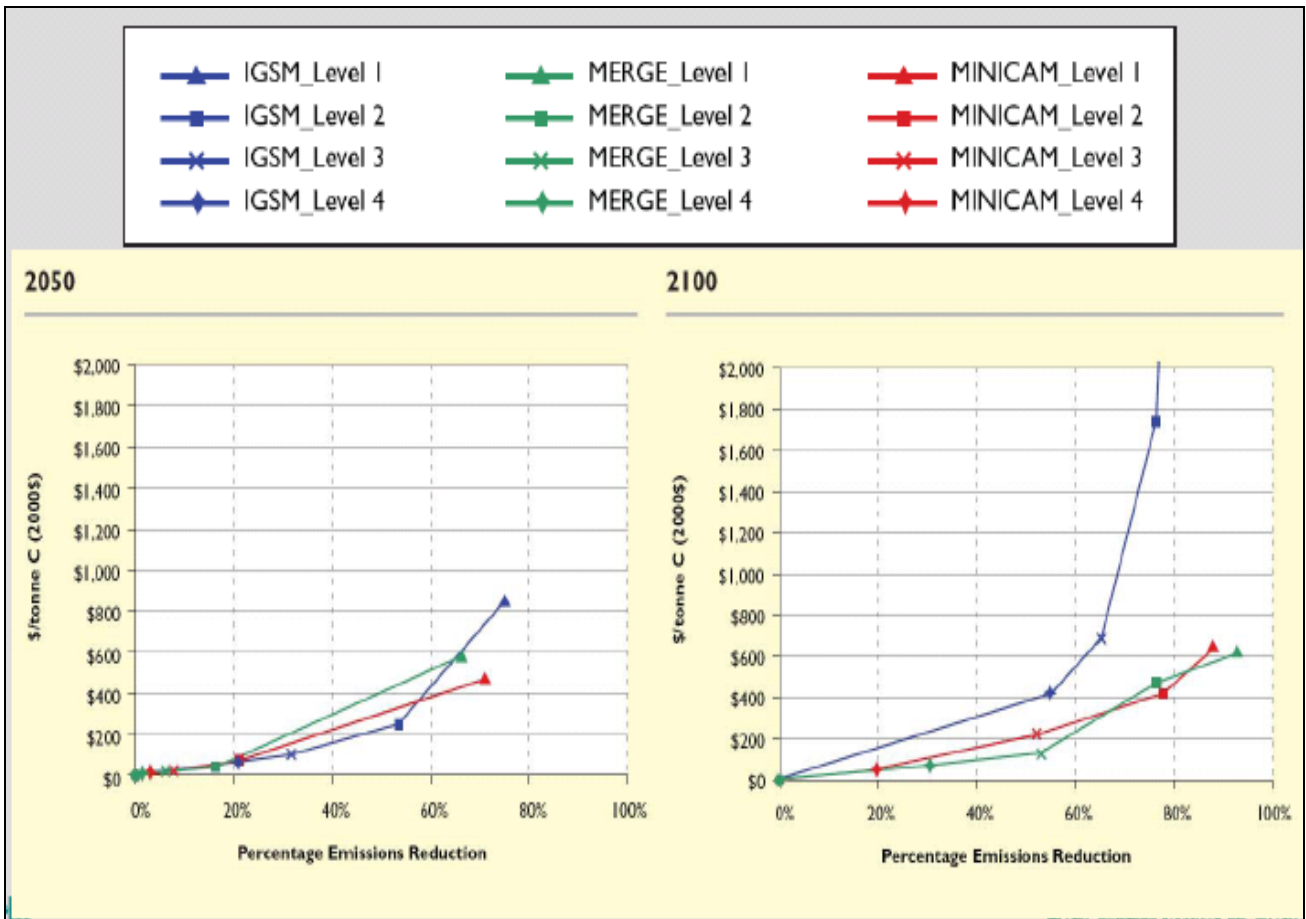
表 2-4 至 2100 年累積減少碳排放量與基準情境相較

	IGSM	MERGE	MiniCAM
Level 4	472	112	97
Level 3	674	258	267
Level 2	932	520	541
Level 1	1172	899	934

資料來源：同圖 2-5。

- 碳價與碳放減少百分比之關係(詳如圖 2-13 所示)
  - 三個模型於 2050 年對於碳價與碳排放減少百分比關係之看法，較為一致。
  - 惟對於 2100 年看法較為分析，主要係因減量技術可行性之假設不同所致。

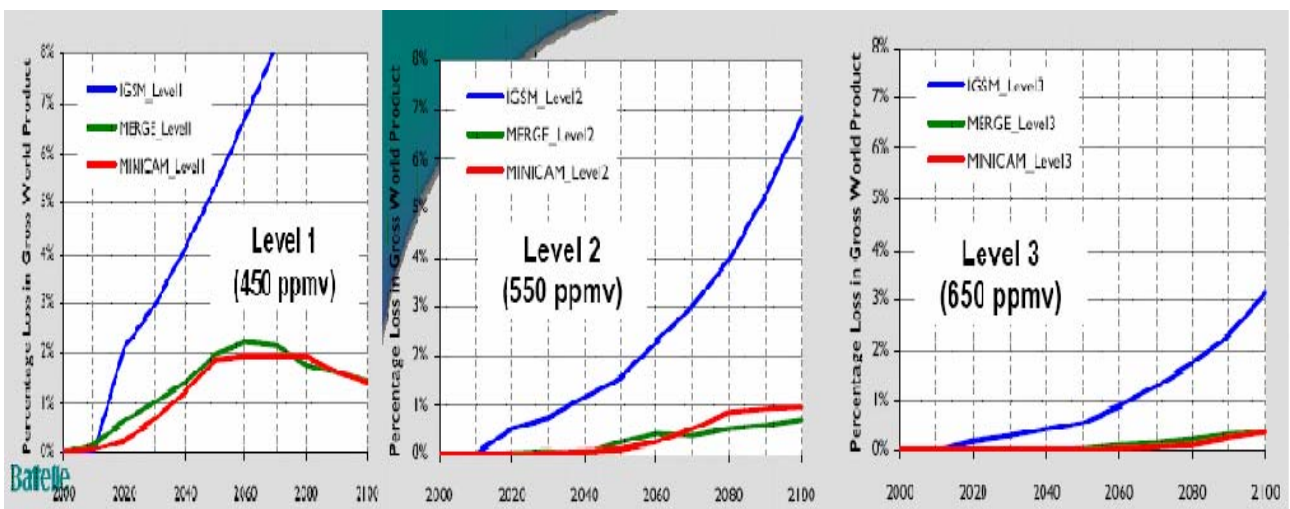




資料來源：同圖 2-5。

圖 2-13 碳價與碳排放減少百分比之關係

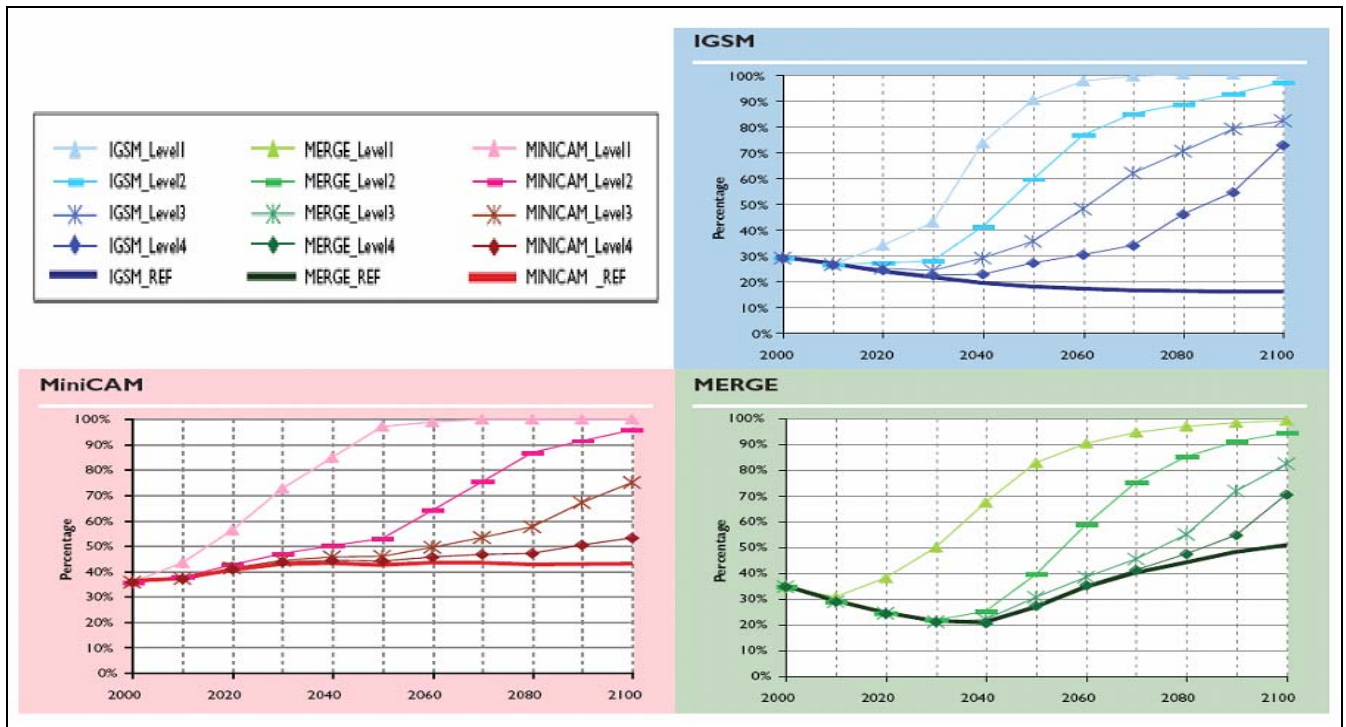
- 全球二氧化碳減量對 GDP 之衝擊(詳如圖 2-14 所示)



資料來源：同圖 2-5。

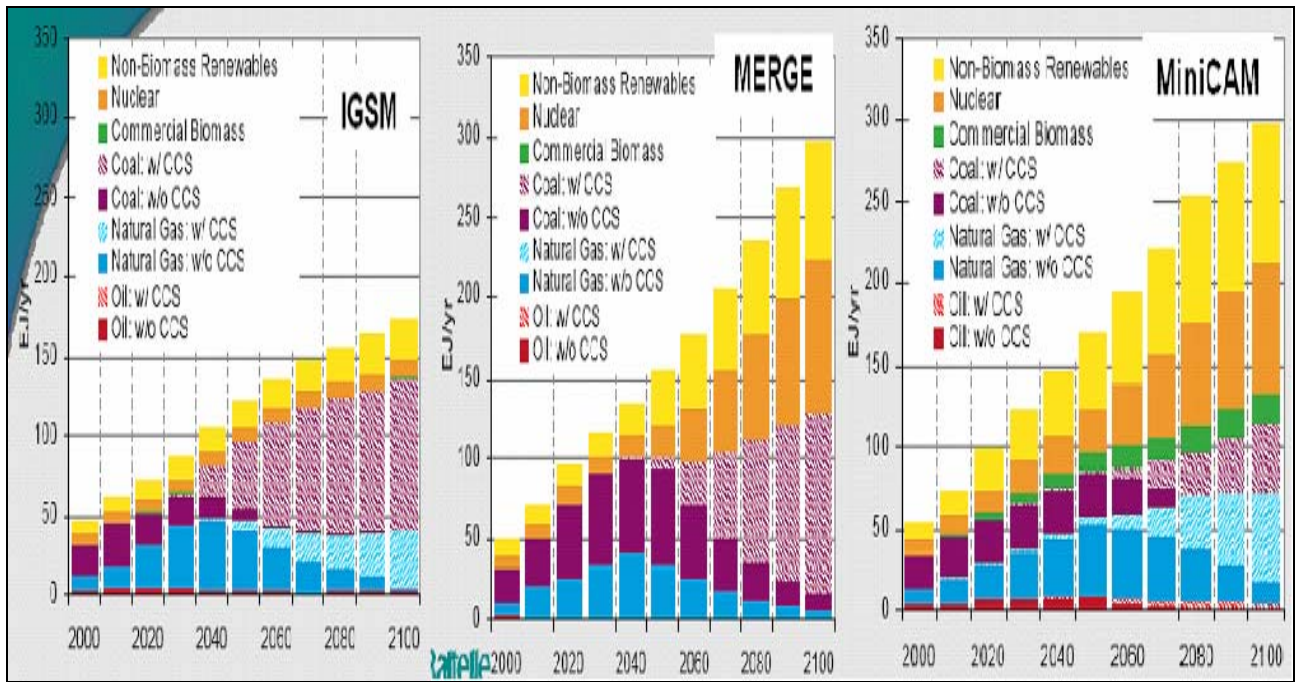
圖 2-14 全球二氧化碳減量對 GDP 之衝擊

- 全球電力生產低碳/無碳之排放比例趨勢(詳如圖 2-15、2-16 所示)
  - 三個模型均假設電力部門有足夠之減碳技術選項。
  - 減量技術選項包括：化石能源電廠加裝 CCS、核能、再生能源(水力、風力、太陽能)。
  - Level 1 情境，電力部門至 21 世紀末幾可完全去碳化。



資料來源：同圖 2-5。

圖 2-15 全球電力生產低碳/無碳之排放比例趨勢



資料來源：同圖 2-5。

圖 2-16 全球電力生產低碳/無碳之電源佔比趨勢

## 第5節 小結

- 模擬方案並非預測，儘管全球氣候變遷的系統模式已較普及，但預測仍具有很大大限制，主要係因為氣候模式面臨許多不能解決及不確定目標的特性，因此僅可藉由更好的測量、更大的系統或更複雜的模式，模擬在不同情境下，未來可能之發展趨勢。
- 穩定大氣中二氧化碳排放濃度意指全球能源系統必須有基本的改變
  - CCS 扮演一重要角色。
  - 生質能源作物具有發展潛力。
  - 氫能將成為一主要之新能源，惟必須搭配燃料電池與儲存技術之重大進展。
  - 核能將被廣泛應用於世界各地，惟必須考慮大眾之接受性、放射性廢棄物及安全性等問題。
  - 風能與太陽能將加速發展，惟能源儲存技術必須獲得改善。
  - 終端能源使用技術必須提高效率，並朝向電氣化社會邁進。

在四種模擬情境中，具有替代化石燃料效果的能源，將在下一個世紀中得到普遍的發展和應用，其中包括核能、生質物和先進的碳儲存技術。

報告並指出，任何一種穩定的模擬情境都將帶來一系列的經濟影響，主要原因為一些相關因素將發生變化(如能源技術的可用性)，尤其在 2050 年以後。

- -CCS 發展潛力巨大，2025 年可開始實現
- -CCS 之大規模發展必須在溫室氣體排放受到管制之情況下方有可能發生(例如每噸二氧化碳排放超過 25 塊美金)

## 第3章 電力部門二氧化碳排放減量之技術組合

### 第1節 前言

電力部門大規模抑低二氧化碳，以穩定，到最終的逆轉大氣中的二氧化碳濃度的途徑包括主要技術、經濟、管制及政策等挑戰。在能源需求持續成長下，面對這些挑戰必需廣泛地找尋符合整體經濟效益的方法。

本報告將提供決策階層包括研究、發展、實證等行動方案的基本架構，評估內容含蓋 EPRI 主導的三份研究報告：

- PRISM 分析—模擬分析美國電力部門利用先進技術進行二氧化碳減量的潛力。
- 技術發展途徑的分析—即針對達成二氧化碳減量目標所必需採用的技術，依序進行研究、發展、實證 (RD&D) 至全面採用等進行探討，並估計 RD&D 所需投入的資金需求。
- MERGE 分析—分析 PRISM 所評估的技術對經濟發展的影響，並評估達成二氧化碳減量目標下，最低成本的技術組合。

### 第2節 達成碳排放限制目標的技術評估 (PRISM 分析)

EPRI 針對各種技術潛在可行性及實用性，由下而上的完成未來美國電力部門二氧化碳減量的可行性評估，這就是所謂 PRISM 分析，該分析僅就技術面可行性進行分析，不考慮經濟及政策上的可能限制。

#### 一、可行的減量技術

PRISM 分析所假設未來可有效用以抑低二氧化碳成長的先進技術包括：

- 用戶端的節能
- 再生能源
- 進步型輕水式核能反應爐
- 進步型燃煤電廠
- 二氧化碳捕捉及儲存技術

- 油電混合車 (PHEVs)
- 分散型發電廠

上述所考慮選擇的技術多具挑戰性，需進一步進行具體的研究、發展、實證，甚至量產投入正式運作的挑戰，而這裡所稱的技術是指從現在到 2030 年間可以陸續完成 RD&D 工作到全面使用，至於其他尚需突破性發展的技術或預計於 2030 以後才可以量產投入運作的技術則不列入考慮。

表 3-1 所示為 PRISM 分析所使用的技術與美國能源資訊管理協會(EIA) 所發布的 2007 能源展望年報基準情境【AEO 2007】所採用的技術情境比較。

表 3-1 PRISM 分析與 EIA 技術情境比較表

技術	EIA 2007 基準方案	PRISM 分析目標
能源效率	Load Growth ~ +1.5%/yr	Load Growth ~ +1.1%/yr
再生能源	30 GWe by 2030	70GWe by 2030
核能發電	12.5 GWe by 2030	64GWe by 2030
先進燃煤發電	No Exlsting Plant Upgrades 40% New Plant Efficiency by 2020-2030	150 GWe Pliant Upgrades 46% New Plant efficiency by 2020; 49%in 2030
碳捕捉與儲存(CCS)	None	Widely Available and Deployed After 2020
PHEV	None	2017 年有 10%的新交通工 具銷售;之後每年增加 2%
分散型能源	<0.1% of Base Load in 2030	5% of Base Load in 2030

## 二、分析方法及主要假設

圖 3-1 所示即為 PRISM 分析方法與流程的示意圖，為了分析潛在的二氧化碳排放減量空間，PRISM 分析首先是依據圖 3-1 所列之技術計算全國各種不同的發電結構，然後再計算其與 2007 能源展望年報基準情境【AEO 2007】二氧化碳排放量的差異情形，每一種技術可以減少的二氧化碳均係單獨計算。



### Simplified PRISM Analytical Approach

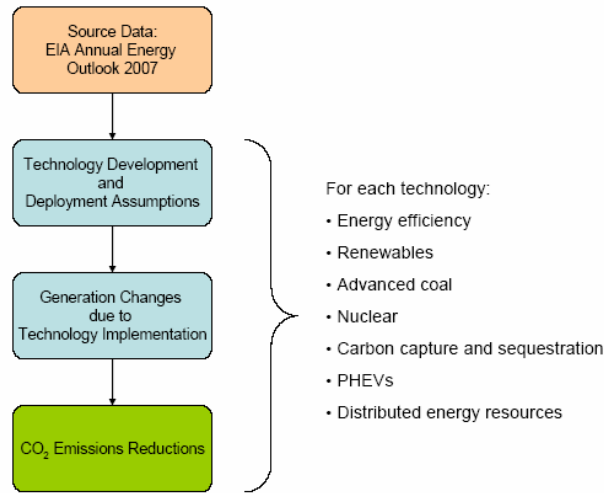


Figure 2-1

圖 3-1 PRISM 分析方法與流程

### 三、分析結果

如圖 3-2 所示，這些具挑戰的技術發展與使用，可望在 2030 年將美國電力部門二氧化碳較 2007 能源展望年報基準情境【AEO 2007】減少 45%，尤其重要的是 PRISM 分析結果指出美國電力部門二氧化碳排放量成長趨勢將減緩，停止成長，到最後的負成長。

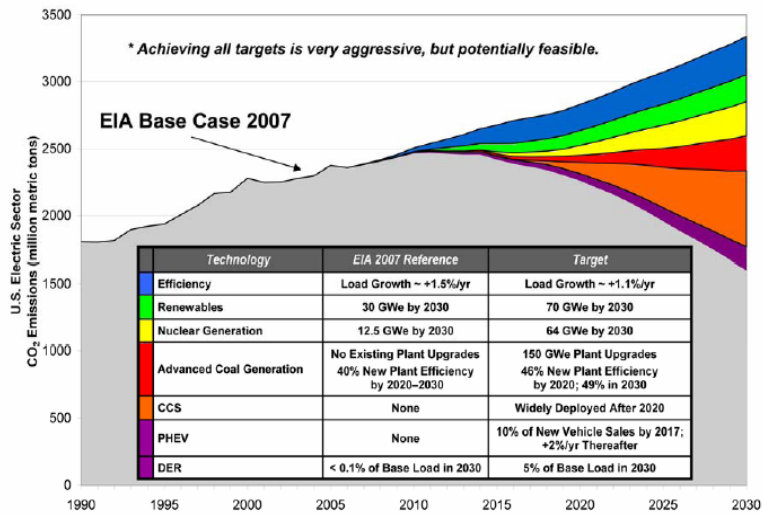


Figure 2-2

圖 3-2 基準情境與減量情境之假設

與 2007 能源展望年報基準情境【AEO 2007】相較，於大量引進使用先進的技術後，發電結構有明顯的改變。不管是否有引進碳捕捉儲存技術，煤炭仍是未來美國發電的主要能源來源，核能及再生能源發電的比重明顯增加，燃氣發電占比則呈下降的趨勢。另為要注意的是 2 個情境的全國總發電量相差極為有限，其原因為能源使用效率提升及分散型發電加入所減少的電力需求，大部份被推廣油電混合車（PHEVs）所增加的電力需求抵消掉。

#### 四、PRISM 分析結果

PRISM 分析的主要結果有：

- 一旦引進挑戰性的先進技術後，未來美國電力部門二氧化碳排放成長趨勢將是由成長減緩，停止成長，到負（-）成長。此一成長趨勢需未來二氧化碳減量政策的配合，亦可對全球穩定大氣溫室氣體濃度盡一份力量。
- 為了達到上述所稱二氧化碳減量目標，必需仰賴所有先進及既有的技術，單一的技術並無法有效抑低二氧化碳排放量，換言之，世上並沒有所謂的「銀色子彈（silver bullet）」—可以獨挑大樑解決二氧化碳排放問題。



- 因此，如果上述所稱先進技術有一個或一個以上最終仍不能被廣泛的利用話，為達到減量排放目標，則必需擴大其他技術的減量效果及使用規模。
- 無論如何，為達成排放減量的目的，與電網相關的主要技術，包括用戶端的效能提昇、再生能源、充電混合型電動車及分散型發電廠等均必需確切執行。

### 第3節 技術發展標的

依據 EPRI 的 PRISM 分析，為有效抑低美國電力部門二氧化碳的排放量，在未來的數十年間必須達成 4 個主要技術策略的佈局：

- 引進智慧型配電網路系統與標準化的通訊系統架構，以確保能廣泛引進用戶端節能技術、分散型發電廠、充電混合型電動車等。
- 在美國境內部份地區，開發設置與輸電網路聯結的大容量及可靠的儲能設施，以開發提高間歇性再生能源發電占比至 20~30%。
- 引進進步型輕水式反應爐，以維繫核能電廠持續提供安全與經濟的電力。
- 引進高效率燃煤發電技術，結合效率高達 90% 以上之碳捕捉技術，並興建完成碳的輸送及儲存等基礎設施。

上述所稱的特定技術目前均已在各種不同的研發階段，未來仍需持續具體的進行 RD&D 等工作，以加速技術的商業化，達成 PRISM 分析中所訂 2030 年的積極減量目標。

#### 一、與配電系統相關之技術—建置智慧型配電網路系統與通訊系統架構，以確保能廣泛引進用戶端節能技術 (EE)、分散型發電廠 (DER)、油電混合車 (PHEVs)

用戶端節能技術 (EE)、分散型發電廠 (DER)、油電混合車 (PHEVs) 等技術之引進必需與配電系統結合，故廣泛引進使用這些技術前必需先強化配電系統。為了減少能源消耗及將二氧化碳排放量抑低至 PRISM 分析所訂的目標值，需要投入更多的精力 (Synergy) 在能源消耗、生產設備及配電系統等方面的技術研發。與配電系統相關技術之開發與引進時程如圖 3-3 所示。

##### (一) 節能及分散型電廠

## Distribution Enabled Technologies

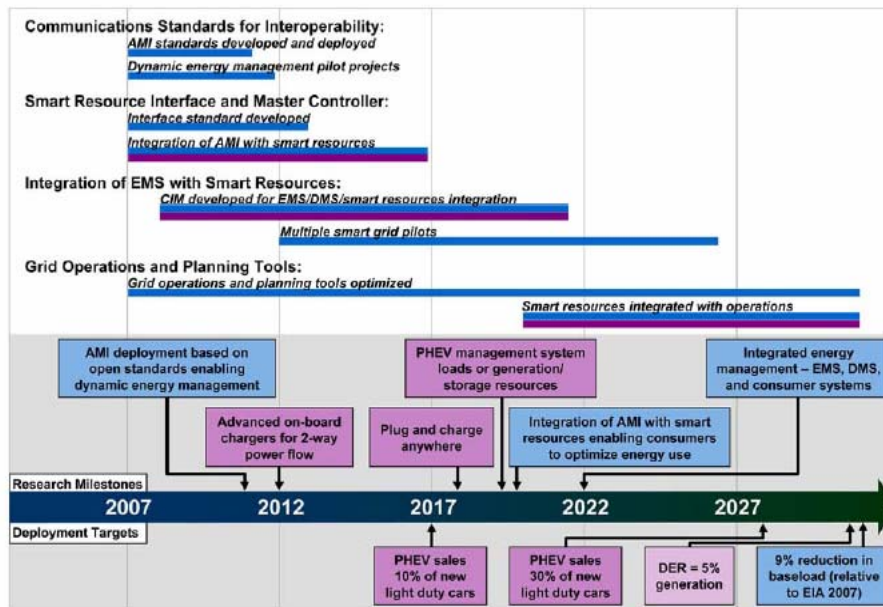


Figure 3-1

圖 3-3 與配電系統相關技術之開發引進時程

就抑低二氧化碳排放而言，節能技術（EE）提供許多符合成本效益、期間短的選項，亦即相較於新增集中型的發電廠，節能技術可以以較低成本，更快的速度投入，達成減少二氧化碳排放之目的。節能技術對抑低二氧化碳排放量的影響包括直接減少電力需求及延緩電廠的加入，進而使得延後新建的發電廠更乾淨、效率更高。由於分散型電廠更接近負載端，使得發電量與需電量更為接近，可以減緩新電廠及輸電設施的投入。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2010 年完成各項技術之併聯及通訊協定標準化，及進步型電表基礎架構（advanced meter infrastructure, AMI）可以取得即時資訊及進行動態能源管理。這是建置智慧型配電系統資訊技術及通訊骨架的開端。
- 2012 年完成第一階段使用第一代 AMI 進行動態能源管理的評估報告，內容包括透過該網路架構將即時的價格及緊急電力需求等訊號送至智慧型設備。
- 2015 年起所有的智慧型技術或資源之建造均必須符合標準化要求；用戶端節能技術及分散型電廠的製造均必須將互動的智慧軟體內建在其操作

系統中，該操作系統則必需可接收標準化的通訊協定。

- 2020 年必須作到 AMI 可以和智慧型技術或資源完成整合，確保終端用戶可以對其能源使用做最佳化。

## (二) 油電混合車 (PHEVs)

油電混合車的製造建立在工程及傳統混合電動車市場的接受度，預計在 2010 年左右開始進入美國市場；由於其具有較優燃料特性及對環境衝擊影響較輕微，故預計其市場占有率將持續增加至 2050 年。隨著智慧型電動車改良及智慧型配電網路系統建置，預估 20 年內 PHEVs 將成為配電網路系統不可或缺的一部份，它具有儲存電力、緊急供電及穩定系統的功能。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2012 年開發完成先進的充電混合型電動車，充電器/站具雙向電流傳輸功能，當充電器/站的門打開，電動車除可以進行充電之外，亦可以成為供電設備，將電力輸送至系統中。
- 2017 年充電混合型電動車在美國輕型車輛的市場占有率為 10%。
- 2020 年充電混合型電動車和智慧型配電網路系統完成整合，所有的充電混合型電動車可以結合在一起提供電力，滿足系統尖峰負載或緊急用電，或提供電力系統所需之輔助服務。
- 2030 年充電混合型電動車在美國輕型車輛的市場占有率提高至 30%。

## (三) 智慧型配電網路系統

上述所討論的先進技術都有相同的共通點。第一共通點為在他們的電腦操作系統中均已內建分散型高階智慧軟體，使他們成為具智慧的資源 (smart resource)，可以在數位環境下運作；第二個共通點為他們可以利用標準化的通訊協定，與架設在 AMI 下的其他設備互動；第三個共通點為均可以在不同的操作層級下與電網完成整合，包括與配電系統、能源管理系統 (EMS) 及電網的操作與規畫等整合互動。因此，當基於效率考慮而繼續進行已開發技術－用戶端節能技術 (EE)、分散型發電廠 (DER)、油電混合車 (PHEVs) 等核心技術研發時，亦必須同時針對配電系統進行 RD&D 等工作，使其成為具智慧實用型的網路架構。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2010 年開發完成 AMI 的通訊系統標準化，與電網完成整合。
- 2015 年完成 AMI 與智慧型的資源整合，及完成第一階段配電系統最適化。
- 2020 年完成能源管理系統（EMS）與智慧型資源整合模型的開發，以確保智慧型資源可以真正成為電力系統的負載端或電源端。
- 2025 年全面完成能源管理系統（EMS）與配電管理系統（DMS）及智慧型資源的整合，確保分散智慧型資源與配電系統及能源服務市場間的運作毫無瑕疵。

二、與輸電系統相關之技術—開發設置與輸電網路聯結的大容量及可靠的儲能設施，以提高間歇性再生能源發電占比至 20~30%

由於主要非水力的再生能源—風力與太陽光電等均屬於間歇性發電能源，當大規模的開發此等間歇性發電能源時，必需靠強而有力的輸電網路系統支援。主要的挑戰包括連接避遠地區風場的輸電容量嚴重不足，及因應解決間歇性的電力輸出與快速變化問題，電力系統必需增加操作備轉容量及限制無效電力輸出的控制。

與輸電系統相關之先進技術研發及引進里程碑如圖 3-4 所示：

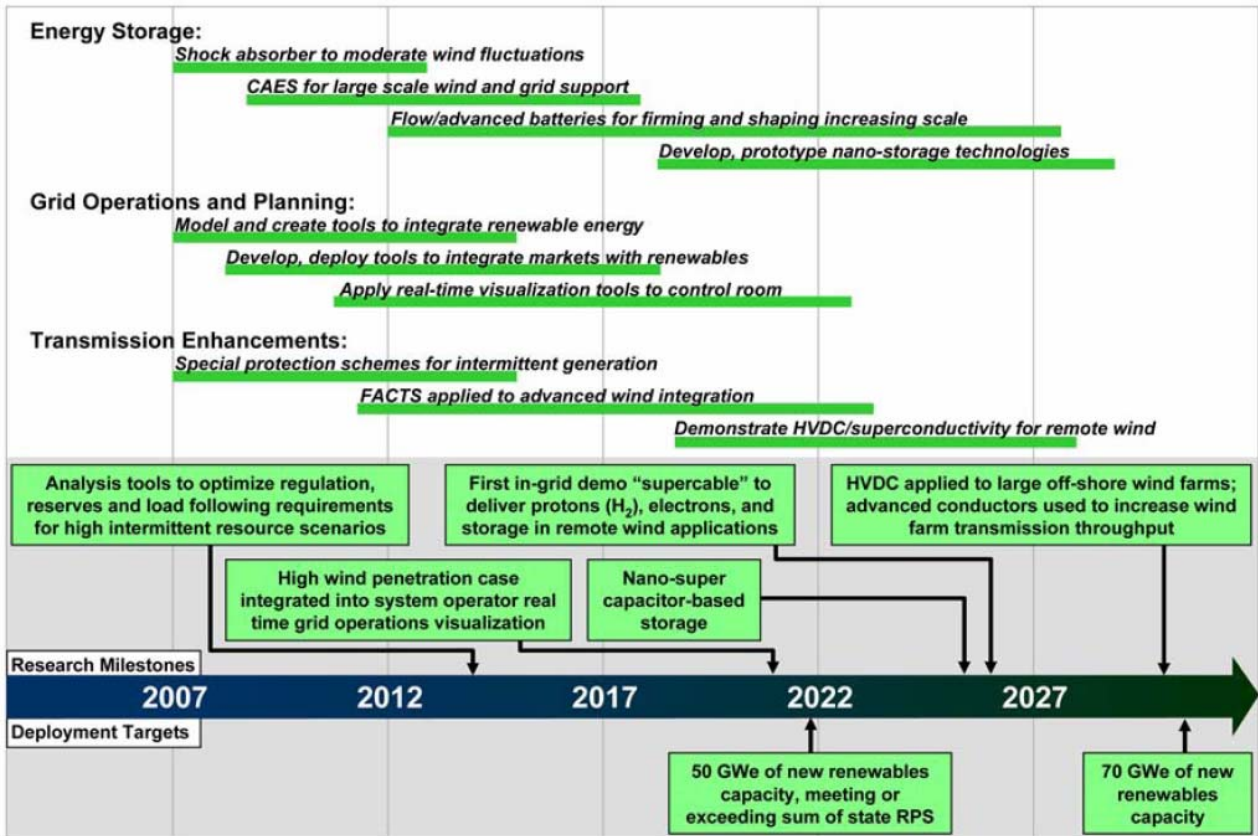


圖 3-4 與輸電系統相關之技術研發及引進時程

### (一) 大規模的儲能技術 (Utility-Scale Energy Storage)

由於再生能源原本即為較不易控制的發電技術，對電力系統的操作構成挑戰，風力發電就是最明顯的例子。發展風力發電技術需考慮克服的重技術包括改良風力機的葉片、改善故障的容忍度、準確地預測風速、電力電子的穩定及補償、及電能的儲存等。其中，又只有電能儲存技術對解決間歇性發電提供最好的解決途徑。大規模的儲能及發電技術可以將間歇性的發電與負載脫鉤，使得再生能源發電技術更具調度彈性，發揮最大的發電效益。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2017 年完成一可以大規模儲存風場所生產電能的先導型電能儲存廠。
- 2020 年代中期發展奈米超容量 (nano-supercapacitors) 的電能儲存技術。

## (二) 電網影像化工具 (Grid Visualization Tools)

相較於用電需求的成長，近期輸電網路的投資明顯嚴重不足，引發各方的嚴重關切。解析及影像化的工具可以更精確地預測再生能源電廠的發電出力與對電力系統操作的影響，提供系統操作者更大的信心，規劃最適當的發電容量滿足負載需求。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2015 年開發完成新的分析工具，針對大量使用間歇性發電技術的地區提供調頻、備轉及追隨負載等所需發電容量的最適化估計。
- 2020 年發展影像化的工具，更精確地反映發電回應電力需求的能力，進而可以更大幅度地提高間歇性發電技術的容量占比。

## (三) 輸電網路系統

就初級能源而言，再生能源是最佳的能源，但其卻往往是遠離負載中心，故需新建輸電網路系統以配合其開發。再者，新電廠與輸電幹線的加入將改變整個電網的結構及電力潮流，間歇性的發電技術的加入則需要電力電子技術的配合，以提供新的控制策略。透過先進的輸電系統架構，創新的材料，及新電力電子技術等，輸電系統可承受更多的再生能源發電。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2020 年代中期引進新型超導體材料，生產超導電纜 (supercable)，以提供低損失的輸電載體及電能儲存設備，其中後者尚可以加以應用成為低排放的交通運輸工具上。
- 2020 年代後期，發展高電壓的直流電系統，搭配電力電子控制技術，以加速離岸風力的開發。

三、 引進新核能技術—引進進步型輕水式反應爐，以維繫核能電廠持續提供安全與經濟的電力。

既有核能電廠在提供安全與經濟的電力之同時，核電廠對抑低二氧化碳的排放量也有極大的貢獻，全美核能發電量約占無碳能源總發電量的 73%。核能發電是目前唯一被証實成熟、零排放，可大規模有效抑低二氧化碳排放的發電技術。因此，早期已取得設置多部核能機組証照的既有核能電廠或取



消興建之核能廠址，已成為未來擴增核能機組的主要廠址來源；未來的核能研究與發展工作將銜接既有核能機組與未來新增機組。

未來核能發電技術之研發及引進里程碑如圖 3-5 所示：

### Nuclear Technology Development

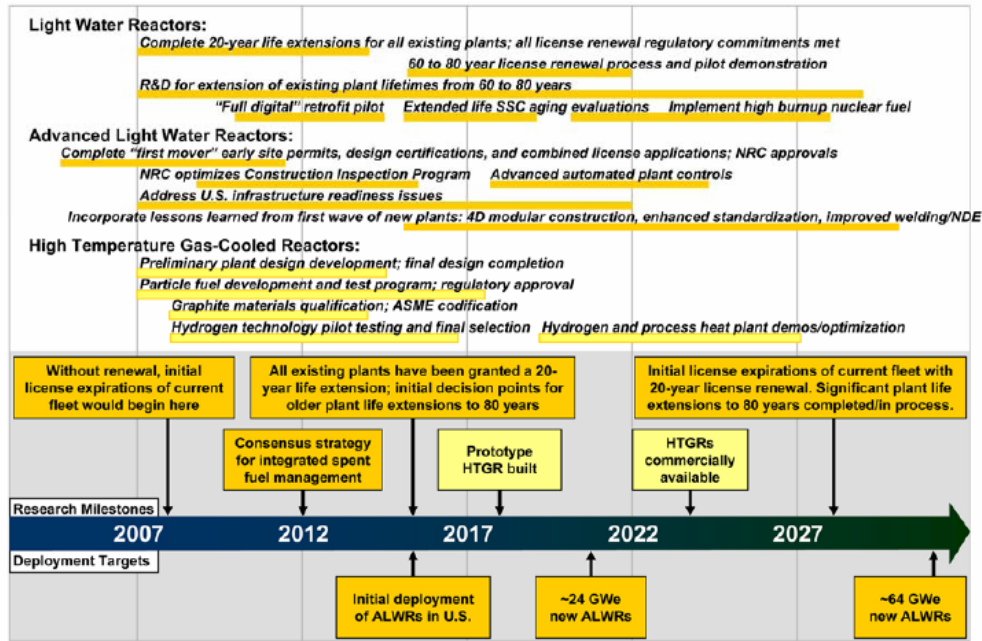


Figure 3-3

圖 3-5 核能發電技術之研發及引進里程碑

#### (一) 輕水式反應爐 (LWR)

美國近期新增的核能機組均採輕水式反應爐發電技術，目前全球約有 80% 以上的核能發電是採輕水式反應爐。美國境內約有 20% 以上的核能發電機組容量因數達 90%，運轉年數則介於 12~38 年左右，其中約有一半的機組是於 1980 年至 1995 年間取得運轉執照。持續運轉既有核能機組將有助於美國大幅減少二氧化碳排放，故現階段有關核能發電技術的 RD&D 工作，將專注在高運轉績效的輕水式反應爐。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2016 年所有既有核能機組取得延壽 20 年的操作許可。
- 2030 年將數位控制全面運用核電廠的安全及運轉操作。
- 2030 年發展引進新一代高可靠度、高燃燒率、填換燃料週期長及大幅減少用過核燃料體積之核能發電技術。



## (二) 進步型輕水式反應爐 (ALWR)

在長達 20 年以上的設計發展階段的投資及先期執照 (Pre-licensing) 取得等，進步型輕水式反應爐(ALWR)的設計已接近最後完成的階段，包括 5 個商業化的設計。其中 2 個設計已取得美國核能管制委員會核發的執照，其餘的 3 個設計在審查中或準備提呈審查。現階段已有進步型輕水式反應爐在其他國家運轉或施工中，這些國家包括日本、韓國、法國、芬蘭及台灣等。

在美國，目前已有 15 家電力公司正式提出申請興建進步型輕水式反應爐核電廠的執照。雖然進步型輕水式反應爐核電廠發電技術業已成熟，但因執照的取得及建廠所需時間，美國第一部進步型輕水式反應爐核電廠預計將於 2015 年方加入發電行列。而 RD&D 的工作重點則擺在按既有的設計及規劃方案，如美國能源部的 NP-2010 計畫即是建構一詳細有關進步型輕水式反應爐核電廠的建廠工程及成本估計計畫；此一額外增加的 RD&D 工作，乃是確保進步型輕水式反應爐核電廠的安全、容量因數及可靠度等均優於目前運轉中核能機組。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2011 年解決剩餘與 ALWR 有關之管制問題，包括儀表及控制設計之標準化，高頻地震設計準則，品質確保標準及操作人員的必備條件，以配合 2015 年 ALWR 運轉發電目標。
- 2020 至 2025 年間，依據既有核電廠（包括早期的 ALWR）成功的建廠與運轉經驗，強化 ALWR 電廠的設計、建造及運轉（包括電廠模組化、先進自動化控制及操作標準化等）。

## (三) 其他相關議題：

### 1. 用過核燃料管理

目前運轉中及未來新建核能機組之用過核燃料均儲存在電廠中；但無論如何，在考量經濟性、能源安全及長期穩定等因素，有必要去建立整體用過核燃料管理系統，包括集中管理之中期儲存、最終地質儲存及封閉式核燃料循環（即回收、再製及先進的核反應爐-快滋生反應爐）。

## 2. 高溫氣冷室反應爐 (High-Temperature Gas-cooled Reactors, HTGR)

高溫氣冷室反應爐的運轉溫度高達 700 到 950°C，遠高於傳統輕水式反應爐的運轉溫度(300°C)，因此高溫氣冷室反應爐於發電的過程中也可以提供工業製程上所需熱能。由於核能發電不會產二氧化碳，故也間接地降低工業部門製造生產氫氣、石化原料及海水淡化等所排放的二氧化碳。美國能源部稱下一代的高溫氣冷式反應爐為 NGNP (Next Generation Nuclear Plant)，先導型電廠目前正在建造中，預計於 2018 年運轉測試，商業化的 NGNP 則計於 2020 年代中期。

### 四、引進新型高效率燃煤發電技術，並搭配碳捕捉及儲存技術

目前美國燃煤發電占比高達 50% 左右，依據相關的研究分析，縱使到了 2050 年以後，燃煤發電仍為未來美國發電的主力，因此在全球進行二氧化碳減量的限制下，必需設法提昇粉煤機組(PC)與煤炭氣化複循環機組(IGCC)的發電效率與降低建廠成本，及加速碳捕捉與儲存技術研發，以期於 2020 年商業化。

#### (一)主要之研發技術及引進時程

主要目標有二：第一目標為於 2030 年將碳捕捉技術結合發電廠（粉煤機組或煤炭氣化複循環）後的發電效率提昇至 43~45%；第二目標為 2020 年以後新建的燃煤機組均必需可以捕捉 90% 以上的二氧化碳排放並予以儲存；詳細研發技術及引進時程如圖 3-6 所示。

## Advanced Coal With CO<sub>2</sub> Capture and Storage

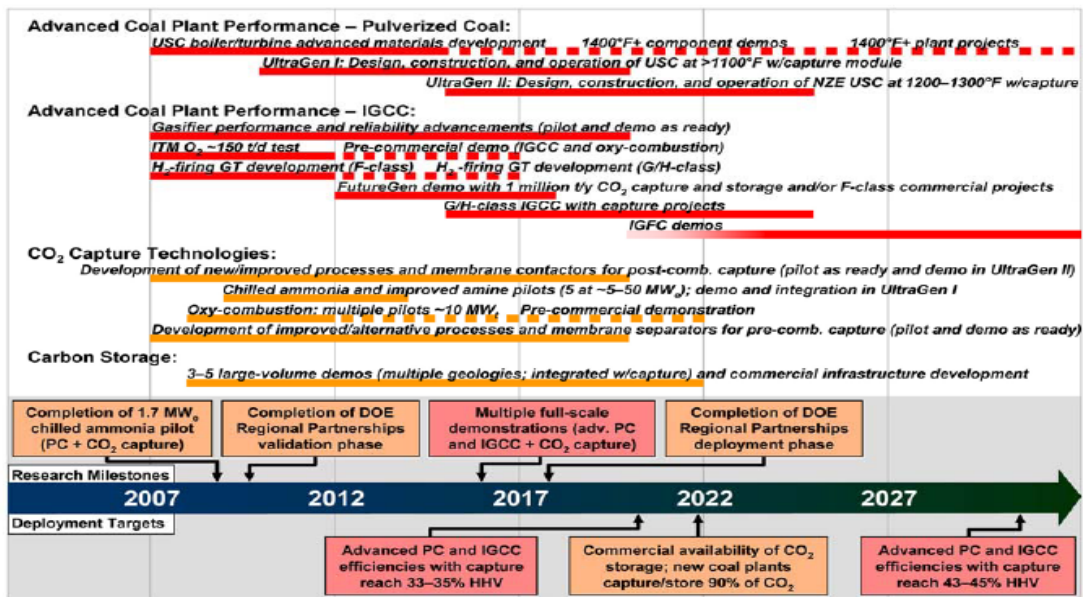


Figure 3-4

圖 3-6 燃煤發電與碳捕捉儲存技術研發及引進時程

### (二) 粉煤電廠的效率及投資成本

提高粉煤電廠的運轉溫度及壓力為提昇電廠效率的最佳途徑，燃煤電廠效率提高 10% 將可以減少 25% 的二氧化碳排放量。為提昇發電機組的運轉溫度及壓力，必需研發先進材料如抗腐蝕之鎳合金，及重新設計鍋爐與汽輪機。依據 EPRI/CURC 報告，預計 2030 年粉煤機加碳捕捉技術的發電效率可提昇至 43~45%，建廠成本則可較目前下降 25%（2005 年價位）；配合下列技術的研發，未來 7 至 10 年間將開始超超臨界燃煤電廠的興建：

- 2020 年粉煤發電廠加碳捕捉技術的發電效率提昇至 33~35%；
- 2020 年設計、興建、運轉蒸汽溫度高於 1100°F(593°C) 的第一代超超臨界燃煤電廠，並搭配效率 25~30% 之碳捕捉技術；
- 2025 年設計、興建、運轉蒸汽溫度高於 1200~1300°F(649~704°C) 幾無 NCX、SOX 及懸浮微粒等空氣污染排放的第二代超超臨界燃煤電廠，並搭配效率 50% 以上之碳捕捉技術；

### (三) 煤炭氣化複循環技術 (IGCC) 的效率及投資成本

依據 EPRI/CURC 報告，由於積極的研發與測試，預計 2030 年煤炭氣化

複循環電廠（IGCC）的建廠成本將可下降 30%（2005 年價位），發電效率可由目前的 30% 提昇至 45%（含碳捕捉技術）。主要的技術研發包括大型的氣化設備、氣化設備與複循環發電技術的整合、離子轉換薄膜（Ion Transfer Membrane, ITM）使用或其他低耗能純氧發電技術。再經過一段較長的時間後，低耗能的熱氣清除與薄膜分離技術或可應用在碳捕捉技術上。最後的技術研究項目則為複循環發電技術結合燃料電池，促使整體發電效率超越傳統複循環發電技術理論上的極限。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2012 年電廠實際測試離子轉換薄膜技術，以做為 IGCC 利用純氧發電的前驅；
- 2012 年發展評估利用氫氣做為發電燃料的 F 型式氣渦輪機，以期燃氫氣渦輪機(G/H)於 2020 年後試運轉；
- 2017 年完成 IGCC 與 CCS 整合，整體發電效率達到 33~35%；
- 2020 年展示結合 CCS 的未來發電計畫（FutureGen Project）的發電性能；
- 2025 年展示結合 CCS 後 IGCC 中的 G/H 級氣渦輪機的性能；
- 2030 年展示煤炭氣化燃料電池電廠（IGFC）。

#### （四）二氧化碳捕捉技術（CO<sub>2</sub> Capture Technology）

未來美國電力部門二氧化碳最大的減量主要是來自 2020 年後新增燃煤電廠搭配碳捕捉及儲存技術（CCS）。碳捕捉技術將可以廣泛地應用到未來各種新燃煤發電技術，包括 IGCC、PC、循環流體化床（CFB）及其他如純氧燃燒發電技術。

燃燒前的二氧化碳分離技術適用於 IGCC 發電技術，目前氣化複循環技術已成功地運用燃料油及天然氣，且氣化器的規模也和發電所需容量甚為接近。依目前技術，IGCC 結合碳捕捉、去除水份、壓縮、輸送及儲存技術後，整體發電成本將增加 40~50%。一個較被看好的抑低成本的方法為利用薄膜技術從合成氣（syngas）分離二氧化碳，該技術將可以減少 50% 的造價的電能消耗。

燃燒後的碳捕捉技術主要是應用在傳統粉煤發電方式的燃煤電廠，該技術是利用吸附劑（Solvent）與煙氣作用，吸收煙氣中的二氧化碳。依一份

2000 EPRI-DOE 研究報告，目前運用商業化運轉所採用的化學吸收劑乙醇胺 (Monoethanolamine, MEA) 做為二氧化碳分離技術將減少 29% 的電力輸出，使得整體發電成本提高 65%。依 EPRI 2007 研究分析報告，以低溫阿摩尼亞／氨做為吸附劑效果更佳，估計其所消耗的電能可以降至 10%，相關發電成本僅增加 25% 左右。目前 EPRI 與 ALSTO 正進行 5MW 的先導型電廠的測試，一旦成功，將在 2010 年進行 30MW 電廠的試驗。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2012 年推動進行一 10MW 先導型純氧燃燒發電技術的計畫，預計 2020 年左右或以後進行商業化前的實證；
- 2015 年推動先導型的低溫阿摩尼亞／氨的二氧化碳分離技術，並改善胺基(amine)的碳捕捉技術；
- 2020 年配合第二代超超臨界發電技術，發展新及改良型的燃燒後二氧分離技術的流程及薄膜接附器。

#### (五) 二氧化碳儲存技術 (CO2 Storage Technology)

利用地質儲存二氧化碳已被証實是一天然有效地二氧化碳儲存技術，美國科羅拉多州、猶他州及西部其他各州等均証實有良好二氧化碳儲存二氧化碳的地質結構。實事上在許多已開採的天然氣地窖中均証實同時有二氧化碳的存在，這些留存在天然氣地窖中的二氧化碳已長達數百年之久，但是將發電所產生二氧化碳大規模地注入氣窖中儲存則尚未實際驗證。美國能源部 (DOE) 正推動一研發計畫—區域碳封存伙伴 (Regional Carbon Sequestration Partnerships)，該計畫是在全美各地尋找適合儲存二氧化碳的地質結構，並建立先導型注入儲存二氧化碳可行性的測試。

一旦先導型利用地質條件儲存二氧化碳証實可行，將就各種地質條件進行較大規模的實證，將 100 萬噸以上的二氧化碳注入後，經幾年的監控追蹤二氧化碳分佈的情形，並分析是否有釋放至大氣中的情形。

主要項目之研發及引進里程碑如下：

- 2010 年完成美國能源部區域伙伴的確認；
- 2018 年完成美國能源部區域伙伴的佈署階段；
- 2020 年將燃煤電廠捕捉收集到的二氧化碳注入在 3 至 5 個不同地質條件

的試驗性二氧化碳儲氣窖中；

- 2020 年推動商業化二氧化碳儲存技術，以因應從新燃煤電廠捕捉到 90 % 以上的二氧化碳。

## 五、技術研發所需資金估計

前面所談到的技術尚需經進一步的將規模擴大及數十年的研究、發展及實証 (RD&D) 的計畫方可到達商業化實用階段，這些 RD&D 計畫必需進一步擴大參與的範圍，公部門 (政府) 及私部門間必需通力合作方可克盡全功。雖然技術的提昇不外乎是跟著 RD&D 軌跡—基礎科學、援用相關研究、發展及實証等逐步向前推進；而在研發的過程中，進行大規模，近乎實際尺寸的實體驗證所需經費將占整個研發基金的一大部份。

圖 3-7 是技術發展過程中每一個過程所需投入的經費示意圖，依該圖，當技術到達成熟階段，其所需繼續投入的研發金額相低，同樣地，對一個創新、充滿不確定性的技術而言，其於研究階段所需投入的金額亦相對較低；投入最多資金的階段則是在進行大規模，近乎實際尺寸的實體驗證，在這個階段中私人產業對該技術能否成功、商業化仍持保留態度。

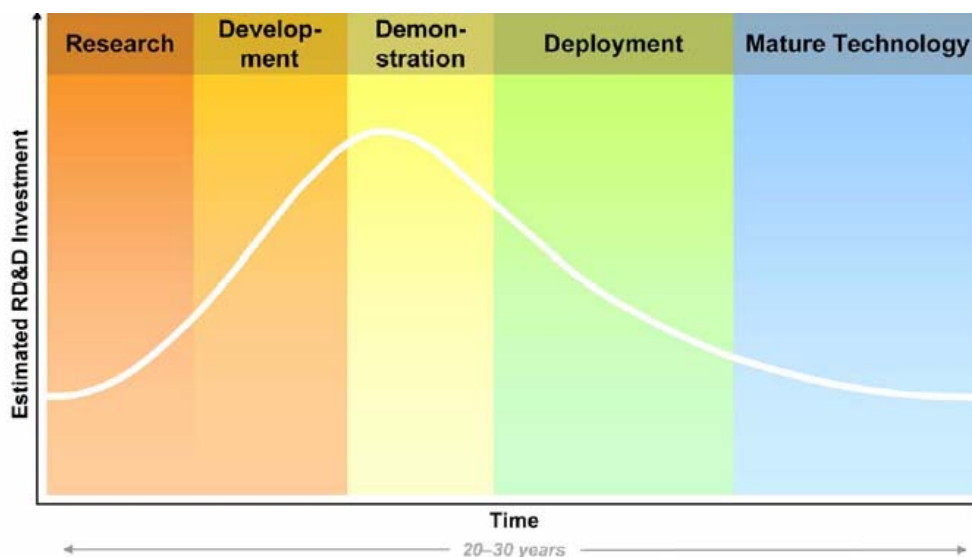


Figure 3-5

圖 3-7 技術發展過程投入的經費示意圖



EPRI 評估了幾個技術發展藍圖，預估所建議的 RD&D 所需投入的資金，包括煤炭利用研究協會/EPRI 技術藍圖 (the Coal Utilization Research Council/EPRI Roadmap)「CURC/EPRI」，該研究結果常被美國能源部所屬化石能源辦公室 (Fossil Energy Office) 所引用，及有關核能方面的議題—「INL/EPRI」；除 EPRI 主導的一些研究計畫外，在某些技術領域方面也涵蓋了國際上的相關研究。

表 3-2 所示為未來主要技術領域，包括與配電系統相關之技術、與輸電系統相關之技術、核能發電技術及先進燃煤發電及碳捕捉儲存技術等在 RD&D 投入的資金，並以每 5 年為一期間加總需投入的資金；所有的技術領域均需不斷地投入大量資金；每一技術下的詳細研發內容架構將於年底前公布。

從 2005 年到 2014 年間每年投入在 RD&D 的經費高達 17 億美元，之後雖有逐年下降的情形，但每年投入的經費仍高達 11 億美元；就研發領域方面，則以先進的燃煤發電技術及碳捕捉儲存技術投入的經費最高，平均每年高達 6.9 億美元，其次為核能發電技術，平均每年投入的經費為 4.3 億美元；強化輸電系統的投資雖為最低，但平均每年投入的經費亦高達 1 億美元。

	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030	Average Annual (2005-2030)
Distribution Enabled Technologies	\$250M/yr	\$220M/yr	\$140M/yr	\$240M/yr	\$240M/yr	\$220M/yr
Transmission Enabled Technologies	\$100M/yr	\$130M/yr	\$120M/yr	\$70M/yr	\$60M/yr	\$100M/yr
Nuclear	\$500M/yr	\$520M/yr	\$370M/yr	\$370M/yr	\$400M/yr	\$430M/yr
Advanced Coal + CO <sub>2</sub> Capture/Storage	\$830M/yr	\$800M/yr	\$800M/yr	\$620M/yr	\$400M/yr	\$690M/yr
	\$1,700M/yr	\$1,700M/yr	\$1,400M/yr	\$1,300M/yr	\$1,100M/yr	\$1,400M/yr

*All figures rounded to 2 significant digits.*

表 3-2 未來各階段 RD&D 投入經費估計

## 第4節 經濟評估 (MERGE)

MERGE 分析評估經濟影響的技術定義在 PRISM 分析中，具體明確的約束二氧化碳排放，MERGE 為一般均衡經濟模型，可長期捕捉影響經濟的氣候變遷、主要溫室氣體與排放部門的經濟。以使用科技描述與政策約束做為輸入項，模型的輸出項不僅藉由技術的能源生產，亦可知電力躉售價格與碳排放。

### 一、MERGE 分析方法

在概念上，MERGE 是分別按「考慮 (With)」及「不考慮 (Without)」二種情境下，評估滿足能源需求下最低成本的技術組合。對於這項分析，MERGE 將模擬「有限的技術組合(Limited Portfolio)」、「全面採用先進技術(Full Portfolio)」兩種情境，其中之「Limited Portfolio」模擬情境是假設既有的技術未來將穩定地獲得改善與進步，不考慮碳捕捉與儲存技術的引進；而「Full Portfolio」情境則是假設 PRISM 分析的各種技術在成本及效率均獲得重大的改善，達到經濟規模大量引進採用。

MERGE 分析上述兩個情境於滿足 CO2 限制條件下的整體經濟性，並比較兩者的經濟成本，以評估 PRISM 分析下各技術 RD&D 所需投入的資金，以確保各技術的效率均達 PRISM 分析的假設水準，屆時可適時引進。

表 3-3 主要說明兩個模擬情境的不同，重點為對於技術其成本並沒有包括任何生產或投資稅，附件 B 中將提供模擬情境更為詳細的資訊。

表 3-3 不同情境的技術組合

	有限的技術組合 (Limited Portfolio)	全面採用先進技術 (Full Portfolio)
◆ 供給面		
CCS 技術	不考慮	考慮
新核能技術	現行的發電水準	擴大引進先進核能發電技術
再生能源技術	成本下降	成本快速下降
新燃煤與燃氣發電技術	改善	改善
◆ 需求面		
PHEV	不考慮	考慮
終端使用者效率	改善	快速改善



對這兩個模擬情境來說，由於科技的進步導致能源使用效率的提昇與產業結構的改變，需求面的能源需求逐漸改善下降；在全面採用先進技術(Full Portfolio)的情境中，MERGE 模擬技術進步加速，與有限的技術組合(Limited Portfolio)模擬情境相較，電力部門的電力需求年平均成長率減少 20%。

MERGE 分析考慮三個 CO2 排放限制以代表未來可能的排放政策。在 3 個假設情境中，假設在 21 世紀的最初 10 年期間美國即達成其抑低溫室氣體排放強度目標，詳如表 3-4 所示。

表 3-4 各種二氧化碳減量政策目標

政策(Policy) A	自 2010 年起至 2050 年每年減少碳排放 2%
政策(Policy) B	至 2020 年碳排放穩定在 2010 年的水準，2020 年起至 2050 年每年減少碳排放 3%。
政策(Policy) C	至 2020 年碳排放穩定在 2010 年的水準，2020 年起至 2050 年每年減少碳排放 2%。

## 二、MERGE 分析結果

### (一) 各減量政策的影響 (Policy Constraints)

減少二氧化碳排放政策將導致美國經濟生產成本的增加，未來如何生產、轉變與使用能源等都將因為為減低二氧化碳排放量而發生基本結構上的改變。減量成本的決定將取決於現在對未來長期擴大使用低成本之發電技術、低污染排放的耗能產業組合方案等投資組合的投入經費及中期所採用較高成本的替代方案。而這個分析也將顯示不同的情境下的相關內涵，如採用的技術組合、政策成本 (Policy Cost) 等。

MERGE 模型的經濟影響評估係衡量對國內生產毛額 (GDP) 變動的影響，當 GDP 變動量為一個較小的負數時，其意謂較低的經濟成本損失與較高的經濟利益。圖 4-1 所示為三種不同減量政策及其考慮使用先進的減量技術對經濟產生衝擊的分析，依該圖所示，當二氧化碳減量目標訂得愈嚴苛，對經濟的影響愈大，達成減量目標所使用先進技術的價值也高；反之，當二氧化碳減量目標訂得愈寬鬆，對經濟的影響愈低，達成減量目標所使用先進技術的價值也愈低。以減量政策 B 為例，如僅以有限的技術組合(Limited Portfolio)達成二氧化碳減量目標，預估至 2050 間國內生產毛額 (GDP) 的

損失折成至 2000 年的現值將高達 1.5 兆美元；若全面採用先進的技術組合 (Full Portfolio)，至 2050 年國內生產毛額 (GDP) 的損失折成至 2000 年的現值則將降至 0.5 兆美元，依此，全面採用先進技術組合的價值高達 1.0 兆美元。

圖 3-8 也說明了減量目標的時程訂定對整體減量政策的經濟利益的影響；在對照減量政策 A 與 B 後可以發現，雖然減量政策 A 提早進行二氧化碳量政策，但由於其每年抑低二氧化碳成長的幅度相對較少，故其對國內生產毛額的影響程度與減量政策 B 相當。換句話說，減量政策 A 在訂定執行排放減量的時間點上較無調整的彈性；其結果也顯示，雖然減量政策 A 與 B 在全面採用先進技術組合的價值相同，但減量政策 A 的政策成本 (Policy Cost) 卻增加許多；又若長期的減量目標維持不變，對短期即進行排放減量目標的政策而言，在新技術商業化投入之前，必需投入更多的心力進行二氧化碳減量工作。

再比較減量政策 B 與 C，二政策的開始減量時間點均訂在 2020 年，但減量政策 C 每年抑低二氧化碳成長的幅度相對較小 (2%)，其減量目標相對較為寬鬆 (也導致一個環境改善較低的結果)。由於減量政策 C 屬於較為寬鬆的減量政策，不論是有限技術組合 (Limited Portfolio) 或全面採用先進的技術組合 (Full Portfolio)，其政策成本均大幅下降，先進技術的價值也因大部份的問題隨著時間的演進逐步獲得解決而減少。這些結果符合 EPRI 及其他研究單位先前之研究，即執行減量的時點愈往後，執行減量的政策成本也愈少。

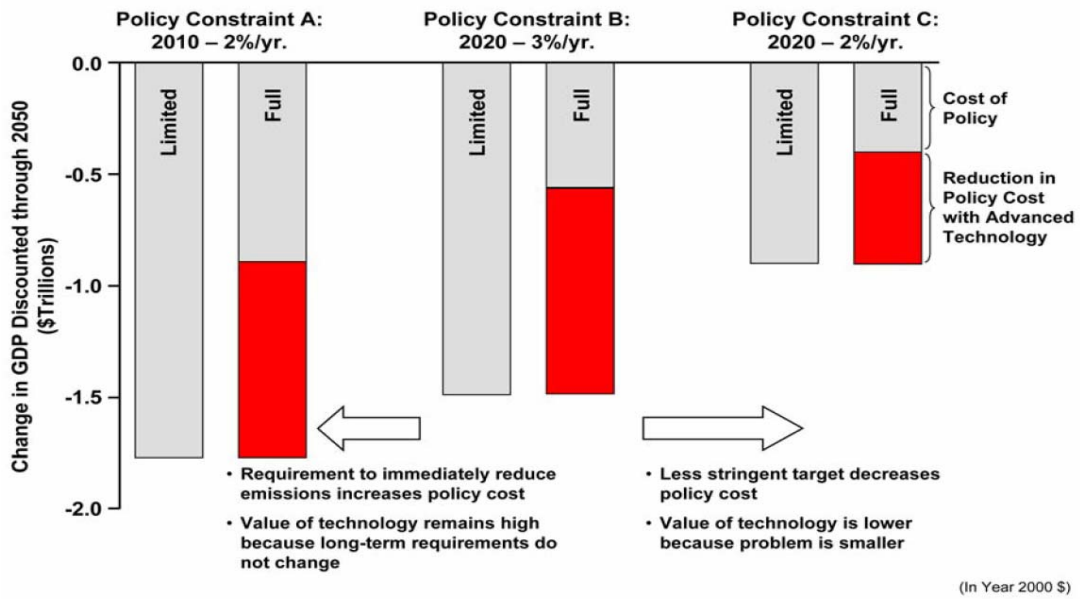


圖 3-8 不同減量政策對 GDP 的影響

## (二) 個別技術影響 (Individual Technology Impact)

依上節所述，全面採用先進的技術組合 (Full Portfolio) 將可以獲得相當大的經濟利益。考慮減量政策 B 的二氧化碳排放成長趨勢與 PRISM 分析結果極為接近，故進一步以減量政策 B 的環境下，評估個別技術對經濟的影響如圖 3-9 所示。

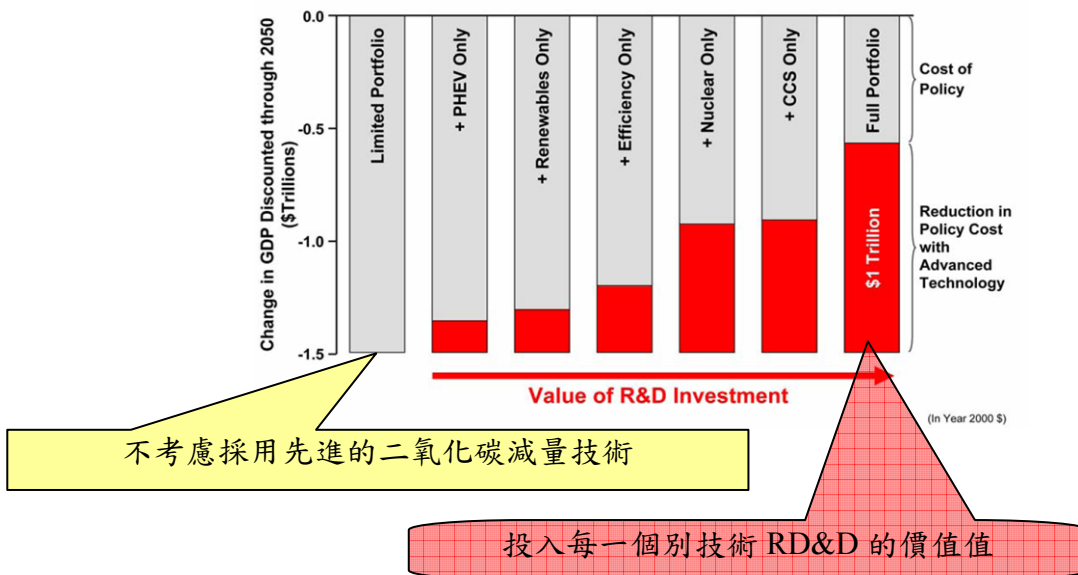


圖 3-9 個別技術的價值評估

依圖 22 所示，最左邊灰色的柱子代表不考慮採用先進的二氧化碳減量技術，執行減量政策 B 所造成的經濟損失 (1.5 兆美元)；右邊紅色柱子部份則表示投入個別二氧化碳減量技術的 RD&D 價值。必需注意的是全面採用先進技術組合 (Full Portfolio) 的價值並不同個別技術價值的總和，其原因為不同經濟部門與其如何使用能源等彼此間相互影響的關係所致，其關係極為複雜。

### (三) 發電組合與躉售電力價格

選擇不同的二氧化碳減量技術將對美國未來的發電組合產生很大的影響，圖 3-10 是在減量政策(Policy Case) B 環境下，有限的技術組合(Limited Portfolio)與全面採用先進的技術組合 (Full Portfolio) 的發電結構示意圖，依該圖所示，在 Limited 情境中，為滿足二氧化碳排放減量目標，未來的電力需求必須大量的減少，此將會嚴重阻礙未來經濟成長，圖中所示之 Policy-induced Demand Reduction 即為滿足二氧化碳排放減量目標所抑低的電量；而在 Full 情境中，由於大量引進 CCS 與核能發電技術，電力供給面的二氧化碳排放大量減少，故在達成相同的二氧化碳減量目標下，未來經濟發展仍可穩定成長。此將導致全面使用先進技術情境的電力躉售價格相對較低，2050 年將為 \$65/MWh，在 Limited 情境中的電力躉售價格則相對較高為 160MWh。

### (四) 天然氣價格

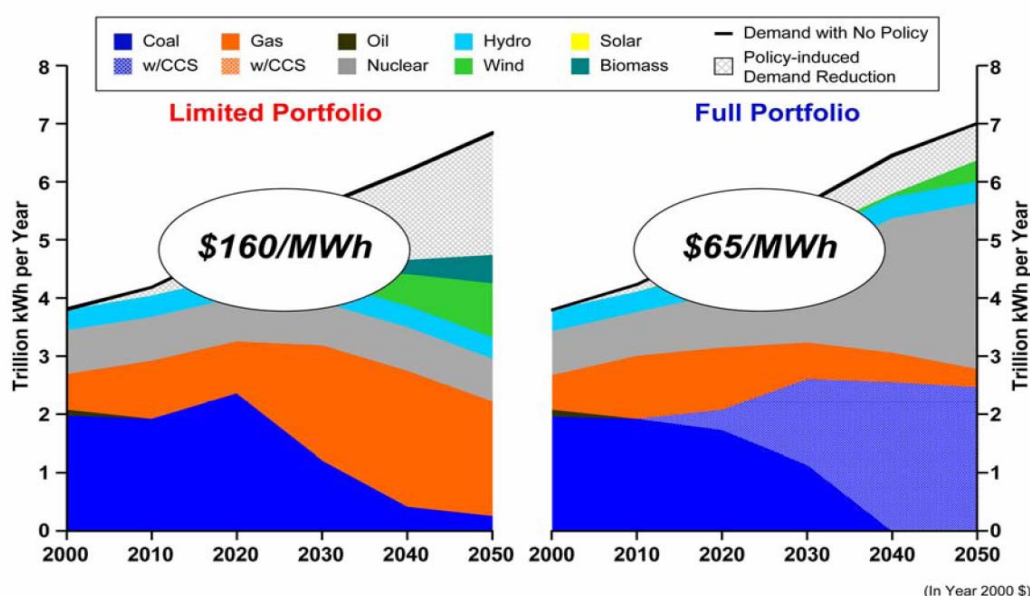


圖 3-10 發電組合及電力躉售價格比較

在滿足二氧化碳排放量限制目標下，先進技術的發展與引進也會影響未來天然氣使用的數量與價格。從圖 3-11 可得知，在 Limited 情境中，電力部門為達成二氧化碳排放減量目標，必須大量使用天然氣發電，及大幅度的抑低電力需求。在這種情形下，不但會嚴重影響威脅到未來經濟成長，同時也促使未來的天然氣價格大幅攀升。預估至 2050 年，電力部門的天然氣消費在 Limited 情境將高於 Full 情境的 5 倍，天然氣價格也將提高 \$3.00/Mcf。

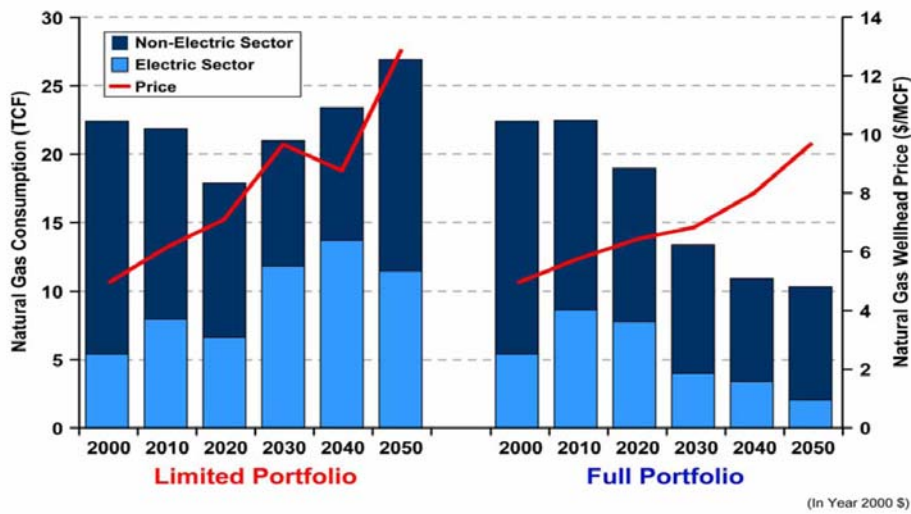


圖 3-11 未來天然氣價格及用量比較

### (五) 電力經濟

依 MERGE 分析可以獲得一非常重要的結論，在未來的經濟發展過中，電力部門也可以以低碳能源滿足電力成長需求。尤其是當未來的 CO2 價格持續上升下，先進的二氧化碳減量技術將促使電力價格維持相對穩定，進而促使經濟發展與二氧化碳成長脫鉤。圖 3-12 顯示未來電力能源消費與非電力能源消費比值的變化，依該圖所示，2000 年電力與非電力的能源消費比為 1，且此一比值將隨著時間向前推進而放大。既使在 Limited 情境和不訂定二氧化碳減量目標的環境下，電力與非電力的能源消費比值亦將逐年提高（紅虛線部份）。換言之，未來的經濟朝向電力經濟發展是一很自然的結果，此一發展趨勢在 Full 情境中（藍虛線）更顯明顯，特別是在 2030 至 2050 年之間，電力與非電力的能源消費的比值快速增加，亦即全面引進先進的減量技術後，未來電力經濟發展的速度將更為加快。

紅虛線與藍虛線兩者間的差異代表先進技術對電力部門的重要性，這個

結果說明了在 Limited 的情境下，很多非電力部門減少的二氧化碳排放量與在 Full 情境下獲得的結果相當一致，換言之，先進技術對抑低電力部門二氧化碳成長的效果與執行減量政策與否無關。當全面使用先進技術以達成二氧化碳減量目標(藍實線)時，電力將成為更具吸引力的低碳燃料，可以運用在許多方面，電力替代其他非電力的能源使用效果將更為顯著。

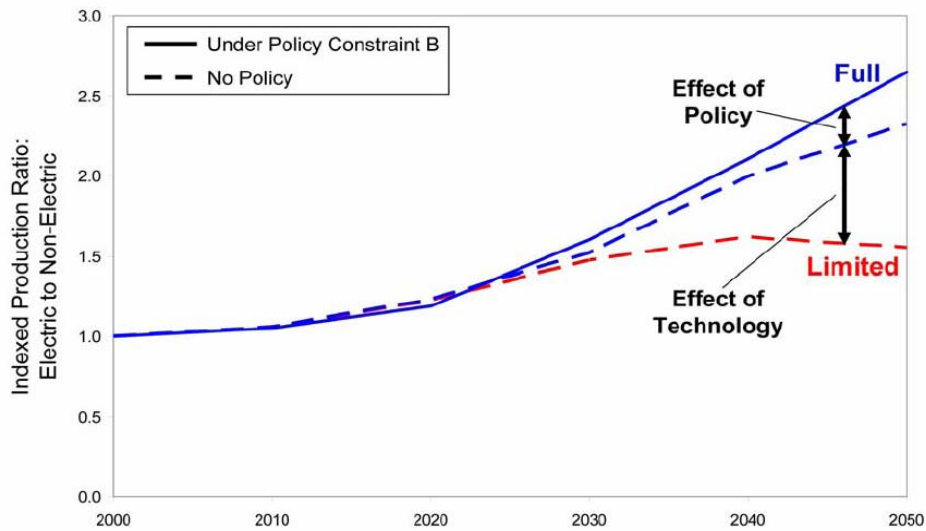


圖 3-12 電力與非電力能源消費比值的展望

## 第5節 結論

當政府訂定二氧化碳減量目標，而未來的電力需求又不斷地持續成長，此將意謂電力部門將面對有許多之前未試過的技術挑戰；透過三個獨立但有互相關係的分析後，EPRI 完成一可以達成美國電力部門 CO2 減排目標，且技術可行與符合經濟性的評估報告。這項分析包含評估 CO2 可以抑低的程度與可以運用的技術組合、評估引進先進減量技術將對美國經濟的衝擊，及評估引進這些技術必需採行的對策包括研究、發展、實證與商業化大量使用。

研究呈現四點主要結果：

1. 各部門抑低二氧化碳排放之策略均將以技術為基礎—以技術為基礎的減量策略將可以在成本最小化的前提下支撐美國經濟穩定成長，提供電力成長及全美經濟成長均與碳排放脫鈎的機會。
2. 為達到二氧化碳減量目標，一個多樣化的先進技術組合是必要的一單靠其中一種先進的減量技術是無法達成二氧化碳減量目標，一個完整的減量技術組合包括使用能源的效率提昇、開發新的再生能源、發展核能、引進高效率燃煤發電技術與碳捕捉儲存技術，及強化輸電、配電系統等。
3. 大量的 RD&D 是需要持續進行，技術發展的前置時間則必需從現在就開始—公部門與私部門投入在 RD&D 的總經費將遠低於二氧化碳減量所造成的損失，而該損失則估計將達 1 兆美元以上。
4. 短、長期投入在 RD&D 的經費將將可大幅度的抑低二氧化碳排放。

這篇文章描述提供發開一個研究計畫、發展和實證(RD&D)等行動方案的架構，在未來的數十年間，它將可以持續及有效地抑低電力部門二氧化碳的排放量。



## 第4章 芝加哥氣候交易中心(Chicago Climate Exchange,CCX)

### 第1節 CCX 發展現況

1. 芝加哥氣候交易中心(Chicago Climate Exchange，簡稱 CCX)：在北美洲和遍及全球，屬世界上第一和北美洲自願性的、合法地整合 6 種溫室氣體貿易系統和減量、抵銷計畫之氣候交易中心。
2. 芝加哥氣候交易中心 CCX 目前是世界上大 2 大碳排放交易市場。
3. 成長之 CCX 家族：包括有芝加哥氣候交換 (CCX)、歐洲的氣候交換 (ECX)、芝加哥氣候期貨交易所 (CCFE)、蒙特利爾氣候交換 (MCeX)、紐約氣候交換™ 和東北氣候交換™ 及在發展中的印度氣候交換中心。
4. CCX 會員包括：
  - Aerospace and Equipment—Rolls-Royce；
  - Automotive—Ford Motor Company；
  - Beverage Manufacturing—New Belgium Brewing Company；
  - Chemicals—Dow Corning、Dupont、Rhodia Energy Brasil, Ltda；
  - Electric Power Generation—American Electric Power、Associated Electric Cooperative、Central Vermont Public Service、Duquesne Light Company、Green Mountain Power、Manitoba Hydro、TECO Energy, Inc.；
  - Electronics—Motorola, Inc.、Sony Electronics、Square D/Schneider Electric N.A；
  - Environmental Services—Wasatch Integrated Waste Management District Waste Management, Inc.；
  - Food Processing—Premium Standard Farms；
  - Forest Products Companies—Abitibi-Consolidated Aracruz Celulose, S.A.、Cenibra Nipo Brasilliera, S.A.、International Paper Klabin, S.A.、MeadWestvaco Corp.、Stora Enso North America Temple-Inland, Inc.；
  - Information Technology—IBM；
  - Manufacturing—Bayer Corporation Interface, Inc.、Knoll, Inc.、Ozinga Bros., Inc.、United Technologies\*；



State & Local Governments — The State of Illinois\* 、 The State of New Mexico 、 King County, WA\* 、 City of Aspen 、 City of Berkeley 、 City of Boulder 、 City of Chicago 、 City of Melbourne, Australia\* 、 City of Oakland 、 City of Portland\*

Pharmaceuticals — Baxter International, Inc. ；

Universities — The University of Iowa 、 Hadlow College 、 Michigan State University 、 The University of Minnesota 、 The University of Oklahoma 、 Tufts University ；

Recreation — Aspen Skiing Company ；

Retail — Safeway Stores ；

Semiconductors — Freescale Semiconductor 、 Intel 、 STMicroelectronics

Steel — Roanoke Electric Steel Corp. ；

Transportation — Amtrak 、 San Joaquin Regional Rail

5. CCX 預備會員包括：

Architecture/Planning — Mithun, Inc.

Brokerage Services — Amerex Energy

Consulting — Domani, LLC 、 Global Change Associates Natural Capitalism, Inc. 、 RenewSource Development, 、 L.P. 、 Rocky Mountain Institute

Documentary Production — Cloverland, Inc.

Energy and Management Services — Orion Energy Systems Ltd 、 Sieben Energy ssociates 、 Thermal Energy International

Engineering — Rumsey Engineers, Inc. 、 Vanasse Hangen Brustlin, Inc.

Financial Services — Access Industries, Inc. 、 MB Investments, LLC

Financing Agencies — Ohio Air Quality Development Authority

Green Power Marketers — Green Mountain Energy Company

Information Technology — Open Finance LLC 、 Intercontinental Exchange

Legal Services — Foley & Lardner, LLP 、 Sullivan & Cromwell, LLP

Non-Governmental Organizations — American Coal Ash Association 、

American Council on Renewable Energy 、 Delta Institute 、 Houston Advanced

Research Center 、 Midwest Energy Efficiency Alliance 、 World Resources Institute

Private Colleges — Presidio School of Management

Risk Management — The Professional Risk 、 Managers' International Association

Religious Organizations — Jesuit Community of Santa Clara University

Renewable Energy — Airtricity 、 Intergy 、 Reknewco, Ltd.

Retiring/Offsets — Carbonfund.org 、 Terrapass, Inc.

Social Investment — KLD Research & Analytics 、 Pax World

Technology — Millennium Cell 、 Polar Refrigerant Technology

Trade Associations — Confederation of British Industry

## 第2節 CCX 參與之會員可區分為抵減集團、抵減供給者與流動性供給者

### 1. 抵減集團（Offset Aggregators）包括有一

C-Green Aggregator, LLC  
Delta Institute  
Environmental Carbon Credit Pool, LLC  
Environmental Credit Corp.  
First Capital Risk Management, LLC  
Iowa Farm Bureau  
National Carbon Offset Coalition  
North Dakota's Farmers Union

### 2. 抵減供給者（Offset Providers）包括有一

Beijing Shenwu Thermal Energy Trading  
Hubei Sanhuan  
Gallo Cattle  
Granger Holdings  
Intrepid Technologies, Inc.  
Lugar Stock Farm  
Precious Woods Holdings  
Sexton Energy  
Sustainable Forestry Management, Ltd.

### 3. 流動性供給者（Liquidity Providers）包括有一

AGS Specialists, LLC、Amerex Energy、Breakwater Trading, LLC、  
Calyon Financial, Inc.、Cargill Power Markets, LLC、Eagle Market Makers,  
LLC、Evolution Markets, LLC、EXO Investments、FCT Europe, Ltd.、First  
New York Securities, LLC.、Friedberg Mercantile Group, Ltd.、Galtere  
International Master Fund, LP、GFI Securities, LLC、Goldenberg, Hehmeyer  
& Co.、Grand Slam Trading, Inc.、Grey K Environmental Fund, LP、Haley  
Capital Management  
ICAP Energy, LLC、Kottke Associates, LLC、The League Corp.、Marquette

Partners, LP 、 Natsource, LLC 、 Peregrine Financial Group 、 Rand Financial Services, Inc. 、 Serrino Trading Co. 、 Shatkin Arbor, Inc. 、 S.R. Energy, LLC 、 SwissRe Financial Products Corp. 、 TEP Trading 2 Ltd. 、 TradeLink, LLC 、 Tradition Financial Services, Ltd. 、 TransMarket Group, LLC

### 第3節 CCX 2003-2010 市場建構

階段I: 會員從2003-2006合法地承諾每年減量或交易1%,且低於基線下總計為4%。

基線=1998-2001年之平均排放, 2000年排放 (階段II)

階段II: 會員於2010年以前合法地承諾低於基線之6%

經濟成長供應限制確認在2003年, 2004年排放比基線增加2%, 於2005-2010年排放比基線增加3%。

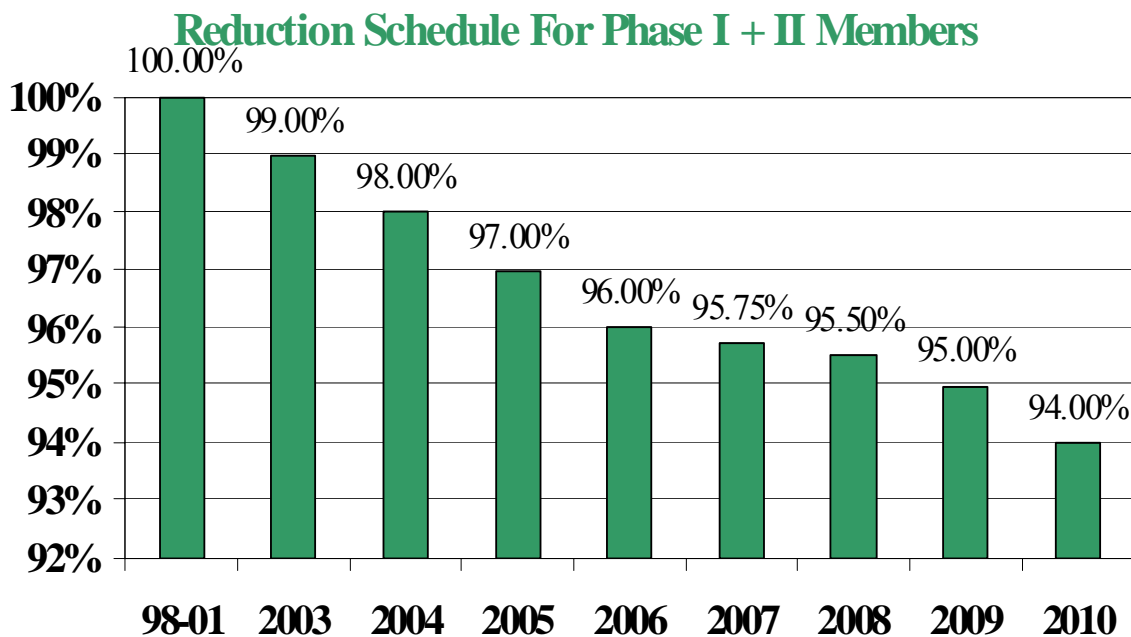


圖 4-1 Reduction Schedule For Phase I+II Members

CCX市場建構：僅階段II

階段II:會員從2007-2010年合法地承諾每年減量或交易1.5%,且低於基線下總計為6%。

基線=1998-2001年之平均排放或在2000年排放, 經濟成長供應限制確認在2007-2010年排放比基線增加至3%。

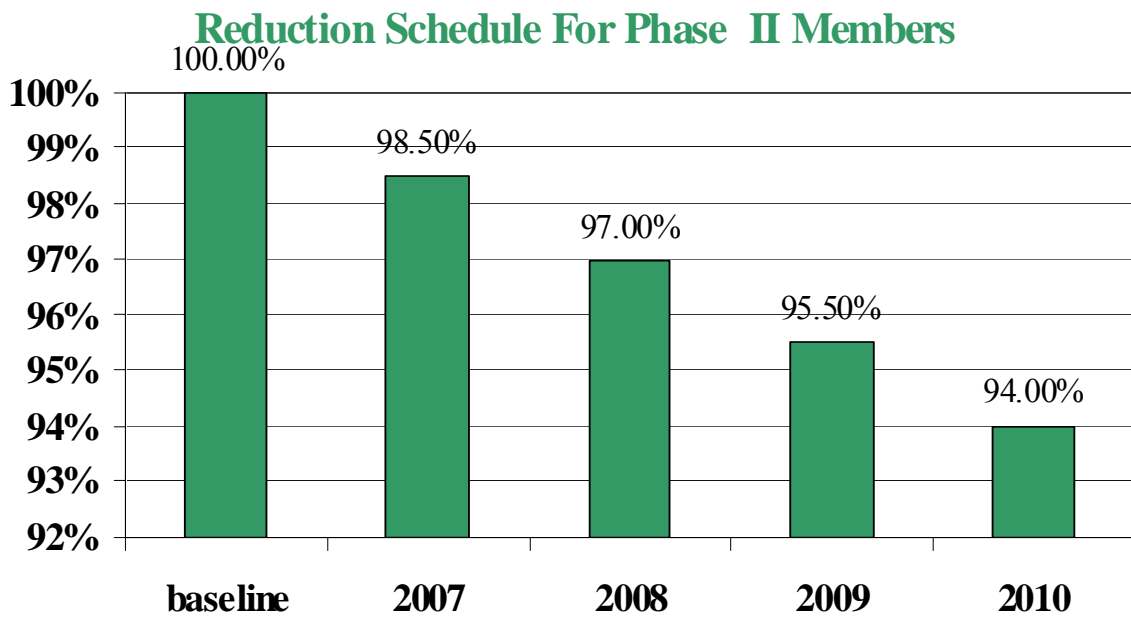


圖 4-2 Reduction Schedule For Phase II Members

## 第4節 CCX 操作和監督管理

1. CCX 操作包括使用的 CEMs 和 WRI/WBCSD 排放計算方法：
  - (1) CCX註冊:官方的持有者,傳遞機構為CCX碳金融證券貿易
  - (2) 平台整合的和註冊;全部有貿易擔保
  - (3) NASD提供市場監視和排放確認
2. CCX 監督管理：自我管理的組織由委員會包括交換會員、主管和工作人員預審；委員會包括:符合環境論,林業之會員、抵銷,交易和市場操作人員。
3. CCX 註冊平台

You are logged in as nclarkccx  
Logout

Select Organization: CCX View Only Company

CHICAGO CLIMATE EXCHANGE  
Registry Position Summary Page v1.0.6

CCX View Only Company  
Organization Summary  
Positions Summary  
Transaction History  
Emissions Summary  
Admin

Chicago Climate Exchange  
Chicago Climate Exchange Position Statement  
Organization: CCX View Only Company  
as of Sun, Feb 15, 2004

Direct Emission Baseline: 0  
metric tons CO2 equivalent (unaudited)

1. Total holdings of CCX Carbon Financial Instruments  
(Exchange Allowances plus Offsets plus Early Action Credits, in hundred metric tons CO2)

Vintage:	2003	2004	2005	2006
Total CFI Holdings:	0	0	0	0

2. Exchange Allowance holdings

Vintage:	2003	2004	2005	2006
Original Allocation of Exchange Allowances:	0	0	0	0
Item	Action			
1% auction pool withholding	debit	0	0	0
bought in sept 2003 auction	credit	0	0	0
current holdings		0	0	0

3. Exchange Offset holdings

Vintage:	2003	2004	2005	2006
Holdings of exchange offsets	0	0	0	0

4. Exchange Early Action Credit holdings

Vintage:	2003	2004	2005	2006
Holdings of Exchange Early Action Credits:	0	0	0	0

All Carbon Financial Instrument quantities are rounded to the nearest hundred metric tons CO2

圖 4-3 CCX 註冊平台

#### 4. CCX 交易銀幕

Product	Hub	Strip	+	-	Sell	Qty	Bid	Offer	Qty	Buy	High	Low	Last	Volume	Settlement	Change	Pin	+	-
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2003	+			10	3.95	4.10	10		4.10	4.10	4.10	45	4.10	0.00			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2004	+			25	3.90	4.05	5		4.00	4.00	4.00	25	4.05	-0.05			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2005	+			50	3.95	4.05	25		4.05	4.00	4.00	72	4.05	-0.05			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2006	+			10	4.00	4.05	25		4.00	4.00	4.00	30	4.05	-0.05			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2007	+			25	3.95	4.10	25		4.00	4.00	4.00	400	4.05	-0.05			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2008	+			25	3.95	4.10	25		4.00	4.00	4.00	300	4.10	-0.10			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2009	+			100	3.75	4.25	10		4.00	4.00	4.00	300	4.10	-0.10			
CCX CFI	Carbon Financial Instrument	Vintage 2010	+			5	3.75	4.25	10		4.00	4.00	4.00	400	4.00	0.00			
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Aug06	+			5	672.00	681.00	5		678.00	671.00	676.00	36	674.00	2.00			
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Sep06	+			5	672.00	700.00	40		675.00	675.00	675.00	2	675.00	0.00			
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Oct06				10	665.00	715.00	10						676.00				
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Dec06	+			5	681.00	690.00	5		692.00	682.00	686.00	111	677.00	9.00			
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Mar07				10	675.00	725.00	10						686.00				
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Dec07						760.00	10						711.00				
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Dec08						680.00	10						738.00				
CCFE SFI Futures	Sulfur Financial Instrument Futures	Dec10						360.00							420.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Aug06/Sep06				100	-5.00	0.00	100		-4.00	-4.00	-4.00	1	-1.00	-3.00			
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Aug06/Dec06	+			81	-12.00	-9.00	90		-10.00	-10.00	-10.00	10	-3.00	-7.00			
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Aug06/Mar07				5	-53.00								-12.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Aug06/Dec07				5	-88.00								-37.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Aug06/Dec08				5	-118.00								-64.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Dec06/Dec08						10.00	5						-61.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Mar07/Dec08						45.00	10						-52.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Dec07/Dec08						80.00	10						-27.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Oct06/Dec06				5	-25.00								-1.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Oct06/Dec07				10	-95.00								-35.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Oct06/Dec08				10	-125.00								-62.00				
CCFE SFI Futures Spd	Sulfur Financial Instrument Futures	Oct06/Mar07	+			100	-16.00	-10.00	100						-10.00				

圖 4-4 芝加哥氣候交易中心交易螢幕

#### 5. CCX 2003 - 2006 年交易量與價格

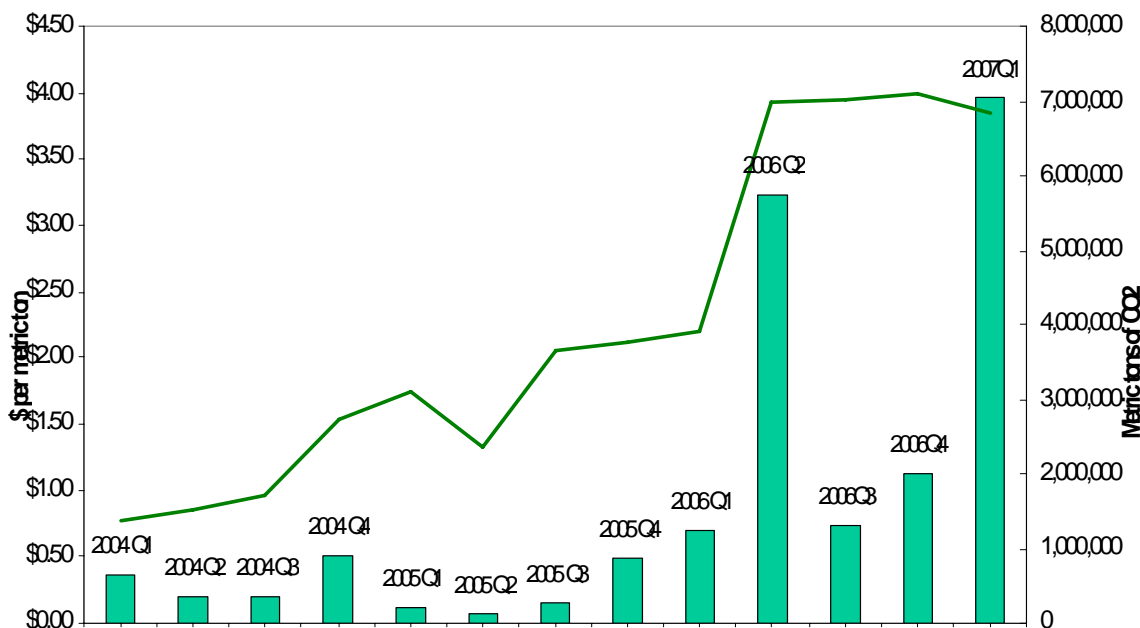


圖 4-5 芝加哥氣候交易中心2003~2006年交易量與價格



6. CCX 及 CCX 會員:過去的主要報導如下:



圖 4-6 芝加哥氣候交易中心過去主要報導

7. EPRI 專家 Mr. Adam Diamant 提供可進一步諮詢之專家名單:

(1) Mr. Michael Walsh

Senior Vice President

Chicago Climate Exchange (CCX)

190 South LaSalle St., Suite 800

Chicago, IL 60603

Phone: (312) 554-3380

Email: [mwalsh@chicagoclimateexchange.com](mailto:mwalsh@chicagoclimateexchange.com)

Web: <http://www.chicagoclimateexchange.com>

(2) Mr. Bruce Braine

Vice President

American Electric Power (AEP)

Columbus, OH

Phone: (614) 716-2849

Email: [\*\*bhbraine@aep.com\*\*](mailto:bhbraine@aep.com)

## 第5節 CCS 研發現狀

- EPRI對各種燃煤機組所進行裝置CCS研發之成本分析，其所需之成本約為美金20~50\$/tCO<sub>2</sub>；而燃氣機組所進行裝置CCS研發之成本則高達約為美金90\$/tCO<sub>2</sub>，詳如下附圖：

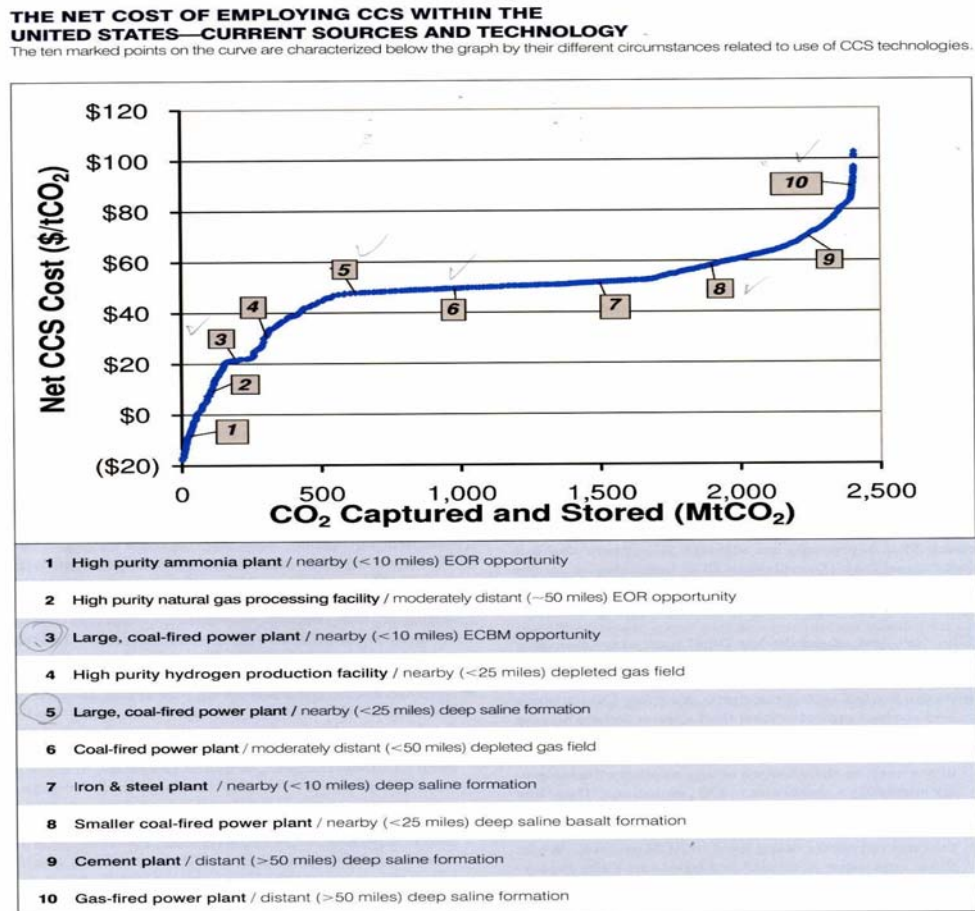


圖 4-7 CCS研發現狀

- CCS研發之成本主要花費在捕捉、壓縮、運送與注入四階段上，其中以捕捉所需之費用佔一半以上，如下分析圖所示：

THE NET COST OF EMPLOYING CCS: EXAMPLE COMPONENT COSTS BREAKOUT

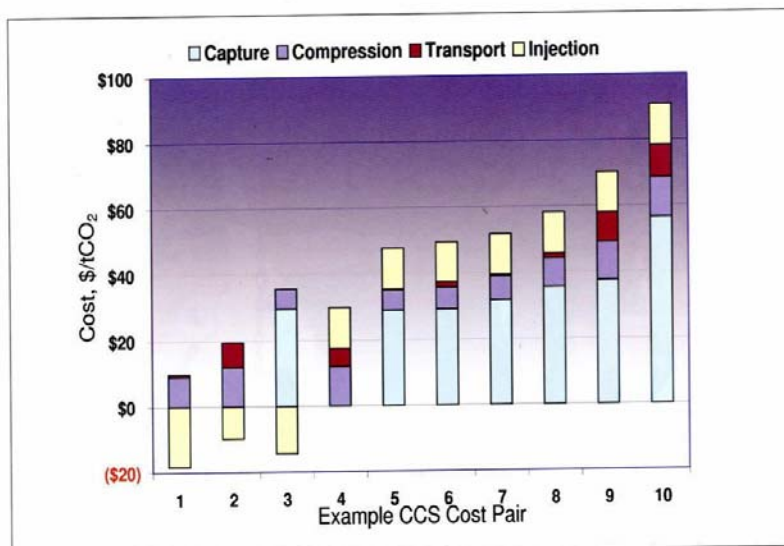


圖 4-8 CCS研發之成本分析

- 對於不同工業程序CO<sub>2</sub>捕捉之成本分析，如IGCC其所需之成本約為美金25~40\$/tCO<sub>2</sub>，如下分析表所示：

表 4-1 不同工業程序CO<sub>2</sub>捕捉之成本分析

THE COST OF CO<sub>2</sub> CAPTURE FOR VARIOUS INDUSTRIAL PROCESSES  
(see appendix for sources and assumptions)

Plant Type	Capture Process(es)	Cost Estimates for Capture & Compression	Factor(s) Driving Cost of Capture and Compression
Steam Rankine Power	Chemical Absorption (amines)	\$25-\$60/tCO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> content in flue gas stream, capital cost and energy requirements for solvent cycling
IGCC Power	Physical Absorption	\$25-\$40/tCO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> content in flue gas stream, capital cost
Refinery Flue Gas	Chemical Absorption/ Flue Gas Recycling	\$35-\$55/tCO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> content in flue gas stream and capital cost, energy requirements for solvent cycling (if applicable)
Steel	Flue Gas Recycling/ Chemical Absorption	\$20-\$35/tCO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> content in flue gas stream and capital cost, energy requirements for solvent cycling (if applicable)
Cement	Flue Gas Recycling/ Chemical Absorption	\$35-\$55/tCO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> content in flue gas stream and capital cost, energy requirements for solvent cycling (if applicable)
Ethanol (Fermentation)	NA	\$6-\$12/tCO <sub>2</sub>	No capture cost for pure CO <sub>2</sub> stream; compression cost only
Ethylene Oxide (Process Stream)	NA	\$6-\$12/tCO <sub>2</sub>	No capture cost for pure CO <sub>2</sub> stream; compression cost only
Ammonia (Reformer Gas)	NA	\$6-\$12/tCO <sub>2</sub>	No capture cost for pure CO <sub>2</sub> stream; compression cost only

## 第5章 二氧化碳價格對發購電成本衝擊之分析

### 第1節 前言

二氧化碳排放量與成本對經濟發展的能源需求息息相關，目前以火力發電的二氧化碳排放量為最多，其中，燃煤發電會釋放大量二氧化碳，但其發電成本較便宜，天然氣屬低碳能源，是各種火力發電中最符合環保要求的發電方式，然而，天然氣的價格因全球需求量增加，更呈現上漲的趨勢，發電成本較燃煤機組高出許多，也相對提高台電發電成本。為有效抑制二氧化碳排放，發電成本較低的核能發電雖為抑制二氧化碳最有效的方法，但因核廢料的問題尚未解決，核能安全也備受關切，至今仍未獲全國各界之共識；此外，再生能源也能有效抑制二氧化碳的排放，但目前風力及太陽能發電成本仍偏高。

近年來，政府開放民營電廠，為降低溫室氣體排放而鼓勵發電成本較高的天然氣電廠，且考量民營電廠機組所釋放的二氧化碳及其排放成本；因此，台電購電成本也隨之增加。汽電共生系統主要以滿足自身之生產製程所需熱電而設置，同時為配合政府節能政策，提高能源使用效率，將餘電躉售給台電公司，暫不計算其二氧化碳排放成本。

本文就民國 94 及 95 年之台電發購電實績，分別以發電成本、變動成本及燃料成本計算考慮二氧化碳排放成本時，系統整體之發購電成本。

## 第2節 分析流程

利用現今資訊技術大量儲存功能與高速運算之能力，實際載入台電各機組每小時之運轉實績，及台電購電實績，分別以台電各機組年平均發電成本、年平均變動成本、年平均燃料成本計算台電之七時段自發電成本，並將七時段之購電費用納入考量，可得全系統發購電成本，另外，實際載入各年度台電各火力機組二氧化碳排放量資料，以利統計機組二氧化碳排放強度並建立資料庫，計算含二氧化碳排放成本時之七時段發購電成本，並分析二氧化碳價格對台電發購電成本之影響；各項資料庫建置完成後，以民國 94、95 年台電發購電實績，評估考慮二氧化碳價格時對七時段台電發購電成本之影響，分析流程如圖 5-1 所示，其分析內容包含下列各項：

1. 蒐集94、95年台電各機組、民營電廠及汽電共生每小時之發電量。
2. 蒐集94、95年台電各機組固定、變動成本資料。
3. 蒐集彙整94、95年每月各營業區處之合格汽電共生購電紀錄。
4. 蒐集彙整94、95年每月各民營電廠購電紀錄及保證時段排程。
5. 建置94、95年發電資料庫。
6. 以94、95年各台電機組自發電成本及購電實績資料，計算七時段每度發購電成本。
7. 蒐集94、95年台電各火力機組二氧化碳排放強度資料
8. 以94、95年各機組之二氧化碳排放強度計算其二氧化碳排放量，分別以每噸10、20、30至160美元二氧化碳價格計算二氧化碳排放成本，進而計算七時段每度二氧化碳排放成本。
9. 二氧化碳價格對於發購電成本之分析比較。



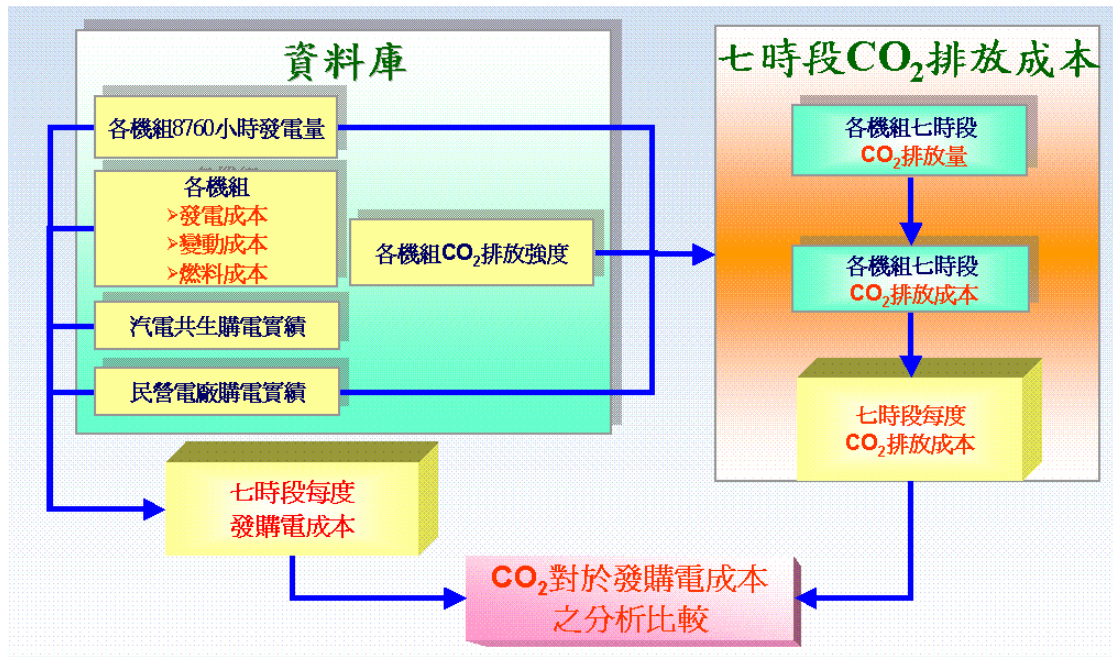


圖 5-1 含二氧化碳成本台電七時段發購電成本之計算流程圖

### 第3節 台電火力機組自發電量及二氧化碳排放量分析

94、95 年台電火力機組自發電量佔比統計如圖 5-2 所示，燃煤發電在台電火力機組中的佔比最高，其次為天然氣，最後為燃油，表示台灣目前發電用燃料，以燃煤跟天然氣為主；因應溫室氣體減量政策，目前電源開發完成之大潭火力電廠仍以天然氣為主，故天然氣發電量佔比從 94 年的 24%略增至 95 年的 25%，燃煤機組發電量佔比則從 94 年的 66%稍降至 95 年的 63%。

94、95 年台電火力機組自發電量統計如圖 5-3 所示，燃煤機組於 94 年約為 621 億度，95 年增加至 650 億度，天然氣機組於 94 年約有 225 億度的發電量，95 年增加至 251 億度；相對地，二氧化碳排放量也呈上升趨勢，94 年燃煤機組之二氧化碳排放量為 5,711 萬噸，到了 95 年增加到 6,104 萬噸，如圖 5-4 所示；根據以上發電量及二氧化碳排放量資料，統計出台電火力機組各燃料別之二氧化碳排放強度，如圖 5-5 所示，由於台電之大部分燃煤機組於 95 年的二氧化碳排放強度比 94 年來得高，故總計燃煤機組於 95 年的二氧化碳排放強度為 0.939 公斤/度，高於 94 年的 0.919 公斤/度。而電之大部分天然氣機組於 95 年的二氧化碳排放強度比 94 年來得低，故總計天然氣機組於 95 年的二氧化碳排放強度為 0.481 公斤/度，低於 94 年的 0.533 公斤/度；以同一發電量計算，天然氣發電的二氧化碳排放量約為燃煤發電的 0.51 倍，是各種火力發電中最符合環保要求的發電方式。

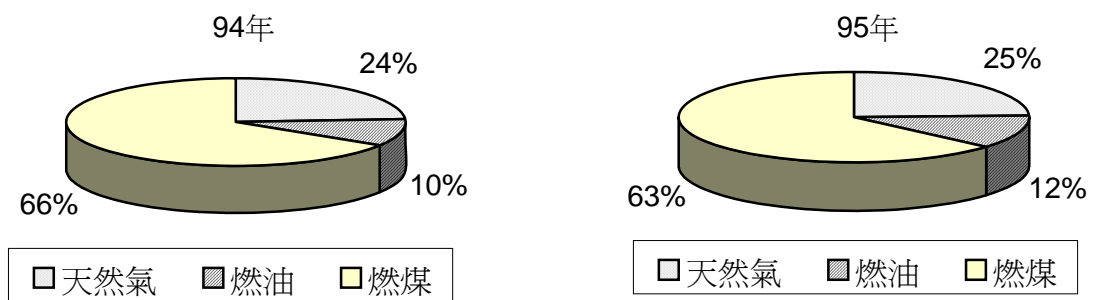


圖 5-2 民國 94、95 年台電火力機組發電量佔比



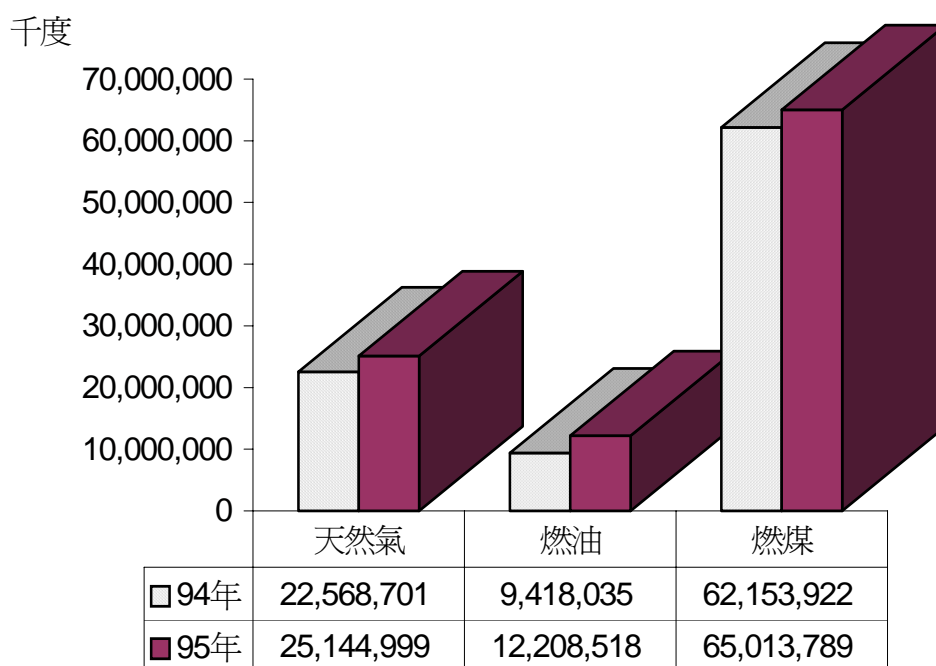


圖 5-3 民國 94、95 年台電火力機組發電量

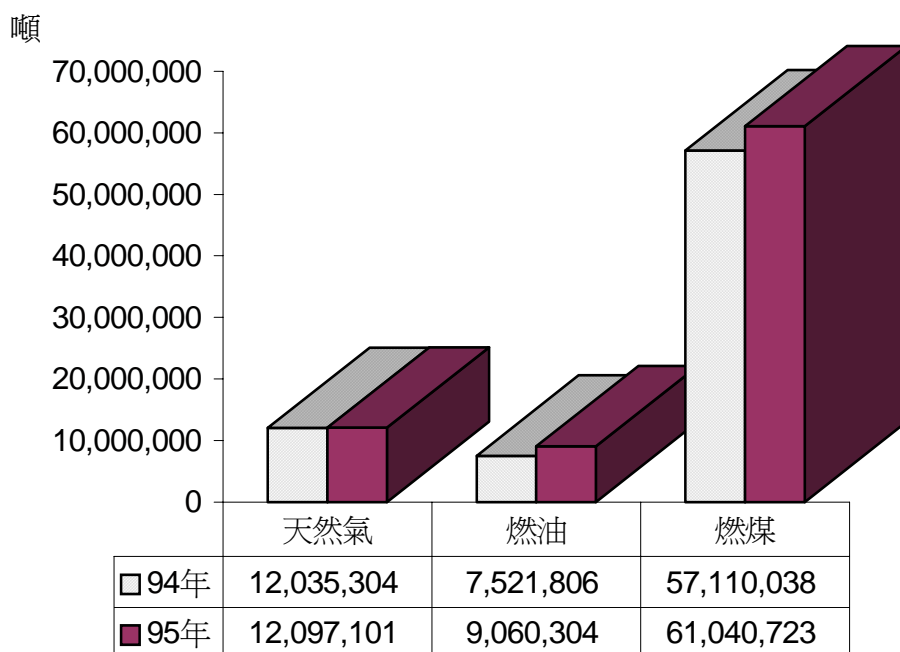


圖 5-4 民國 94、95 年台電火力機組二氧化碳排放量統計

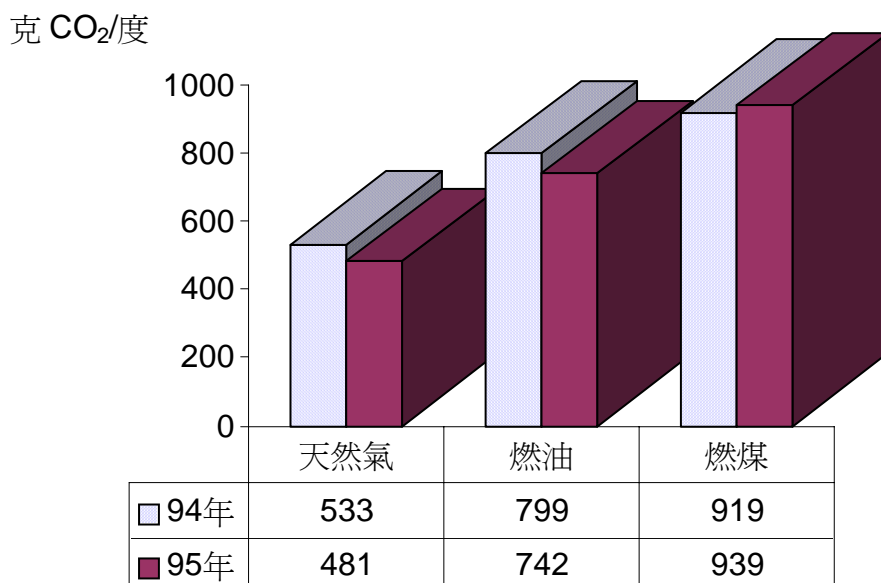


圖 5-5 民國 94、95 年台電火力機組二氧化碳排放強度統計

由於二氧化碳排放強度較高之台電燃煤機組民國 95 年發電量佔比 63% 較 94 年佔比 66% 低，且二氧化碳排放強度較低台電天然氣機組 95 年發電量佔比 25% 較 94 年 24% 高，因此；95 年台電火力機組總發電量及二氧化碳排放量雖較 94 年高，惟在考量台電火力機組整體發電下二氧化碳排放強度時，95 年二氧化碳排放強度呈降低的趨勢為 0.803 公斤/度，較 94 年 0.814 公斤/度低，如表 5-1 所示。

表 5-1 民國 94、95 年台電火力機組二氧化碳排放量統計

年度	發電量(千度)	平均小時 發電量 (MW)	二氧化碳 排放量 (噸)	二氧化碳 排放強度 (公斤/度)
94年	94,140,657	10,747	76,667,148	0.814
95年	102,367,306	11,686	82,198,127	0.803

#### 第4節 台電火力機組合二氧化碳價格之七時段自發電成本分析

民國 94 年台電火力機組合共 51 部發電機組、95 年共 52 部發電機組依照各機組之二氧化碳排放強度由高至低排序比較，如表 5-2 所示，94 年、95 年之前四部機組皆為以輕柴油發電的燃油機組，其中，以通霄舊機之二氧化碳排放強度為最高，94 年每發 1 度電會釋放 2.2531 公斤的二氧化碳，95 年每發 1 度電會釋放出 2.2439 公斤的二氧化碳，但因該機組已為退休機組，全年發電量於 94 年僅 25 千度、95 年僅 8.3 千度，由於燃油機組在台電火力機組合發電量佔比極低，94 年佔 10%、95 年佔 12%，故燃油機組的二氧化碳排放成本對台電整體自發電成本影響較小；而表中 94 年的大潭一號機及大潭二號機二部天然氣機組皆為試運轉，故二氧化碳排放強度皆偏高，此二部機組分別於 95 年七 7 月及 10 月正式運轉；其餘機組二氧化碳排放強度較高的皆為燃煤機組，其發電佔比如前文所述 94 年佔比為 66%，95 年佔比為 63%，是影響二氧化碳排放成本高低的主因。

表 5-2 民國 94、95 年二氧化碳排放強度由高至低之前 20 部台電機組列表

燃料別	機組	94年發電量 (千度)	CO <sub>2</sub> 排放量 (噸)	CO <sub>2</sub> 排放 強度 (公斤/度)	燃料別	機組	95年發電量 (千度)	CO <sub>2</sub> 排放量 (噸)	CO <sub>2</sub> 排放 強度 (公斤/度)
燃油	通霄舊機	25	57	2.2531	燃油	通霄舊機	8	19	2.2439
燃油	核二廠汽渦輪	3,671	6,847	1.8653	燃油	核二廠汽渦輪	2,083	3,271	1.5706
燃油	核一廠汽渦輪	5,309	7,937	1.4950	燃油	核一廠汽渦輪	5,139	7,760	1.5100
燃油	核三廠汽渦輪	3,083	4,187	1.3582	燃油	核三廠汽渦輪	1,607	2,343	1.4582
天然氣	大潭二號機	84,874	84,923	1.0006	燃煤	台中十號機	2,512,275	3,009,060	1.1977
燃煤	林口二號機	2,095,229	2,079,994	0.9927	燃煤	深澳一號機	524,559	548,651	1.0459
燃煤	深澳一號機	568,539	557,637	0.9808	燃煤	林口二號機	2,020,999	2,049,960	1.0143
燃煤	林口一號機	1,497,522	1,463,924	0.9776	燃煤	林口一號機	1,891,132	1,893,993	1.0015
天然氣	大潭一號機	105,178	102,388	0.9735	燃煤	台中七號機	3,903,941	3,905,358	1.0004
燃油	林口GAS新	12,704	12,215	0.9615	燃煤	深澳二號機	956,818	937,638	0.9800
燃煤	台中九號機	2,866,865	2,713,537	0.9465	燃煤	深澳三號機	1,191,238	1,162,839	0.9762
燃煤	大林一號機	2,295,172	2,158,078	0.9403	燃煤	台中八號機	3,899,843	3,787,117	0.9711
燃煤	大林二號機	2,186,480	2,048,813	0.9370	燃煤	大林一號機	1,767,157	1,696,785	0.9602
燃煤	興達二號機	3,793,068	3,545,079	0.9346	燃煤	興達一號機	3,590,476	3,440,391	0.9582
燃煤	興達一號機	3,747,929	3,500,603	0.9340	燃煤	大林二號機	2,021,834	1,933,025	0.9561
燃煤	台中三號機	3,763,764	3,467,910	0.9214	燃煤	興達二號機	2,937,977	2,803,944	0.9544
燃煤	深澳二號機	1,018,319	935,763	0.9189	燃煤	台中三號機	4,440,979	4,205,234	0.9469
燃煤	興達四號機	2,922,602	2,681,810	0.9176	燃煤	興達四號機	4,377,997	4,097,772	0.9360
燃煤	深澳三號機	1,321,425	1,211,333	0.9167	燃煤	興達三號機	3,844,747	3,593,372	0.9346
燃煤	興達三號機	3,894,138	3,560,708	0.9144	燃油	林口GAS新	26,089	24,055	0.9220

表 5-3、表 5-4 和表 5-5 分別以燃煤、天然氣及燃油之各機組二氧化碳排放強度作排序，燃煤機組中，九十四以林口二號機之二氧化碳排放強度 0.9927 公斤/度、九十五年由於台中十號機於一月加入系統其平均每小時之運轉出力為 343MW，排放強度 1.1977 公斤/度為最高；而天然氣機組其中以九十四年的大潭一號機及大潭二號機二部天然氣機組皆處試運轉階段，二氧化碳排放強度偏高，此二部機組分別於九十五年七月及十月正式運轉，九十四、九十五年分別以大潭二號機 1.0006 公斤/度及大林五號機 0.6868 公斤/度為最高；燃油機組九十四、九十五年皆以退休機組通霄舊機之二氧化碳排放強度為最高，分別是 2.2531 公斤/度、2.2439 公斤/度。

表 5-3 民國 95 年台電燃煤各機組二氧化碳排放強度排序表

機組名稱	94年CO <sub>2</sub> 排放強度 (公斤/度)	機組名稱	95年CO <sub>2</sub> 排放強度 (公斤/度)
林口二號機	0.9927	台中十號機	1.1977
深澳一號機	0.9808	深澳一號機	1.0459
林口一號機	0.9776	林口二號機	1.0143
台中九號機	0.9465	林口一號機	1.0015
大林一號機	0.9403	台中七號機	1.0004
大林二號機	0.9370	深澳二號機	0.9800
興達二號機	0.9346	深澳三號機	0.9762
興達一號機	0.9340	台中八號機	0.9711
台中三號機	0.9214	大林一號機	0.9602
深澳二號機	0.9189	興達一號機	0.9582
興達四號機	0.9176	大林二號機	0.9561
深澳三號機	0.9167	興達二號機	0.9544
興達三號機	0.9144	台中三號機	0.9469
台中五號機	0.9082	興達四號機	0.9360
台中四號機	0.9080	興達三號機	0.9346
台中一號機	0.9037	台中四號機	0.9138
台中二號機	0.9029	台中五號機	0.9137
台中六號機	0.9021	台中六號機	0.9136
台中七號機	0.8940	台中九號機	0.8989
台中八號機	0.8882	台中一號機	0.8436
		台中二號機	0.7531

表 5-4 民國 94、95 年台電天然氣機組二氧化碳排放強度排序表

機組名稱	94年CO <sub>2</sub> 排放強度(公斤/度)	機組名稱	95年CO <sub>2</sub> 排放強度(公斤/度)
大潭二號機	1.0006	大林五號機	0.6868
大潭一號機	0.9735	大林六號機	0.6170
大林五號機	0.7737	大潭複循環二號機	0.5658
大林六號機	0.6994	通霄複循環三號機	0.5306
通霄複循環三號機	0.5921	通霄複循環一號機	0.5227
通霄複循環二號機	0.5710	通霄複循環二號機	0.5196
通霄複循環一號機	0.5686	南部複循環一號機	0.4902
南部複循環二號機	0.5392	南部複循環二號機	0.4836
通霄複循環五號機	0.5352	南部複循環三號機	0.4819
南部複循環三號機	0.5325	通霄複循環四號機	0.4702
南部複循環一號機	0.5317	興達三號機	0.4635
通霄複循環四號機	0.5178	興達五號機	0.4631
興達複循環一號機	0.5153	通霄複循環五號機	0.4628
興達複循環四號機	0.5121	興達四號機	0.4621
興達複循環三號機	0.5104	大潭複循環一號機	0.4619
興達複循環二號機	0.5086	興達一號機	0.4616
興達複循環五號機	0.5067	興達二號機	0.4602
通霄複循環六號機	0.4916	通霄複循環六號機	0.4520
南部複循環四號機	0.4597	南部複循環四號機	0.4187

表 5-5 民國 94、95 年台電燃油機組二氧化碳排放強度排序表

機組名稱	94年CO <sub>2</sub> 排放強度(公斤/度)	機組名稱	95年CO <sub>2</sub> 排放強度(公斤/度)
通霄舊機	2.2531	通霄舊機	2.2439
核二廠汽渦輪	1.8653	核二廠汽渦輪	1.5706
核一廠汽渦輪	1.4950	核一廠汽渦輪	1.5100
核三廠汽渦輪	1.3582	核三廠汽渦輪	1.4582
林口GAS新	0.9615	林口GAS新	0.9220
台中氣渦輪	0.9093	台中氣渦輪	0.8888
大林三號機	0.8264	協和二號機	0.7794
大林四號機	0.8047	協和四號機	0.7647
協和一號機	0.7982	協和三號機	0.7618
協和二號機	0.7918	協和一號機	0.7478
協和四號機	0.7887	大林三號機	0.6632
協和三號機	0.7866	大林四號機	0.6600

民國 94 年台電天然氣、燃油及燃煤機組之七時段發電量及二氧化碳排放量如圖 5-6、圖 5-7 和圖 5-8 所示，各時段之二氧化碳排放強度相差不大，且燃煤機組於各時段之平均小時發電量較天然氣及燃油多，每小時均有 6000MW 以上的發電量。台電全部火力機組七時段二氧化碳排放量統計如圖 5-9 所示。

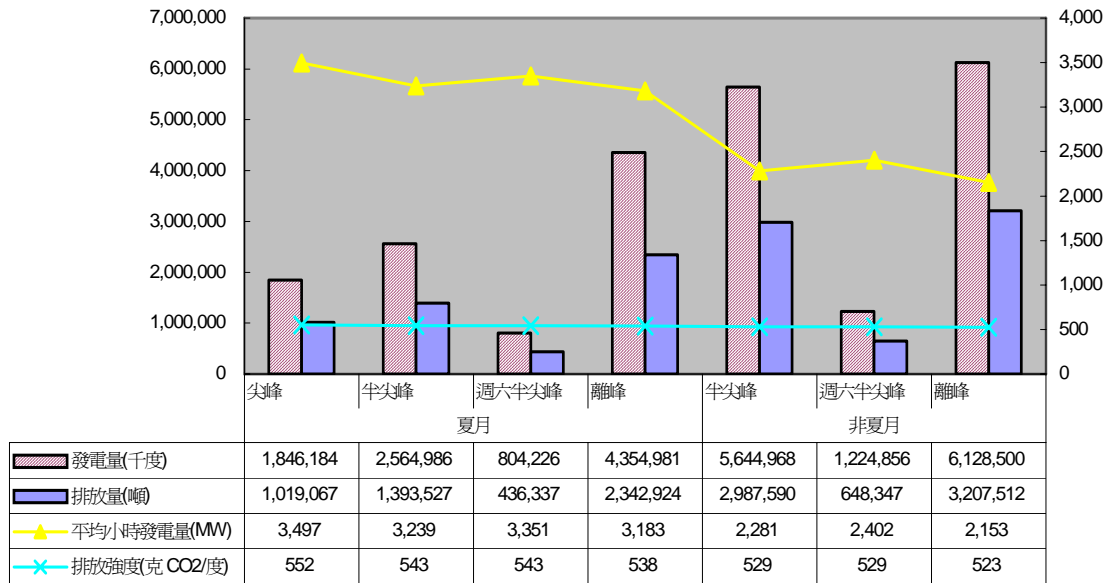


圖 5-6 民國 94 年台電天然氣機組七時段二氧化碳排放量統計

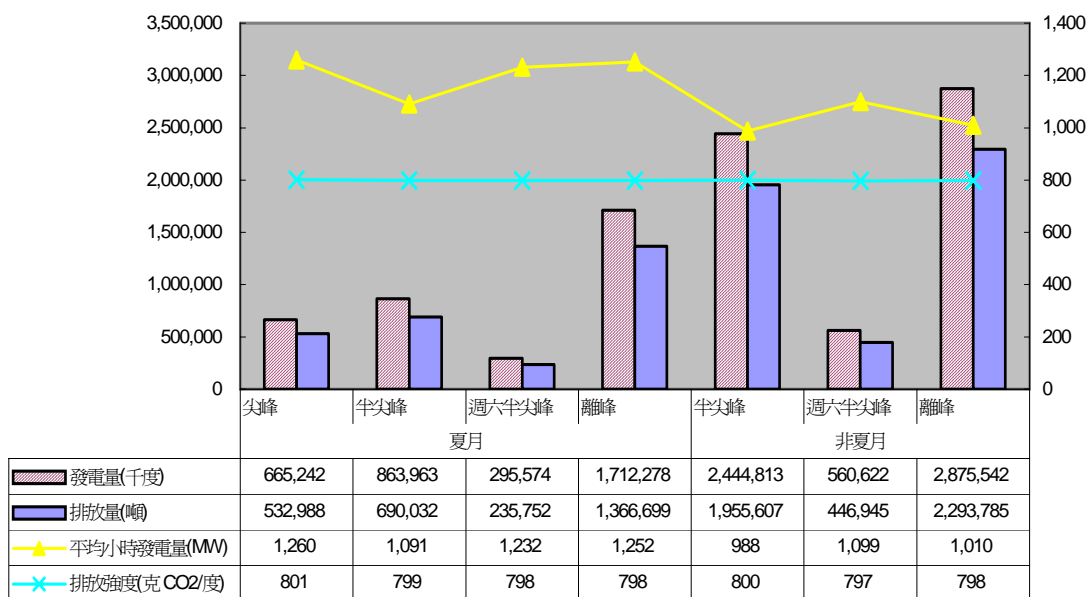


圖 5-7 民國 94 年台電燃油機組七時段二氧化碳排放量統計

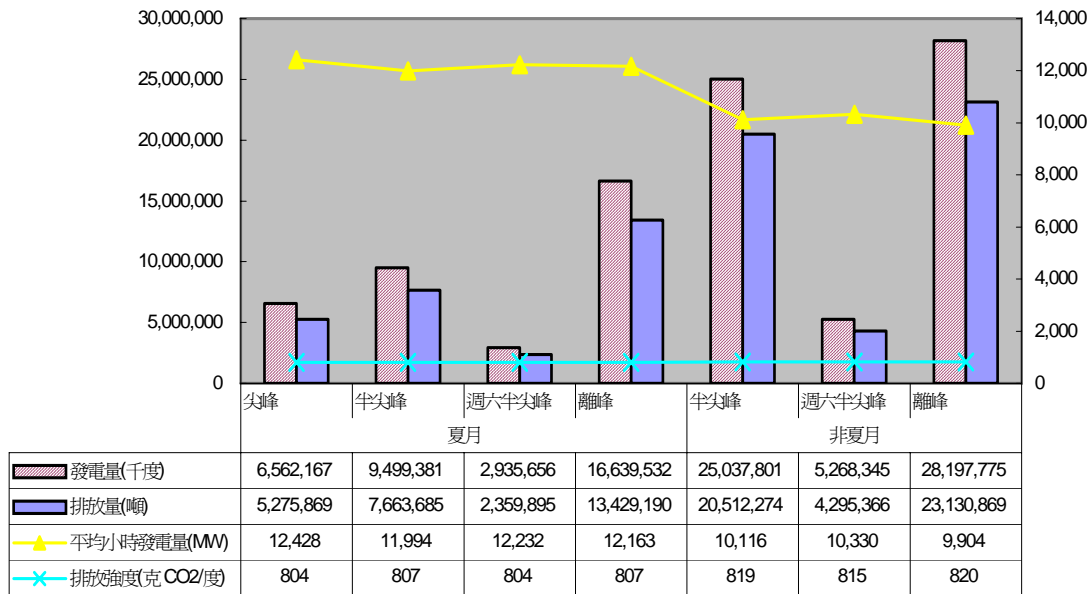


圖 5-8 民國 94 年台電燃煤機組七時段二氧化碳排放量統計

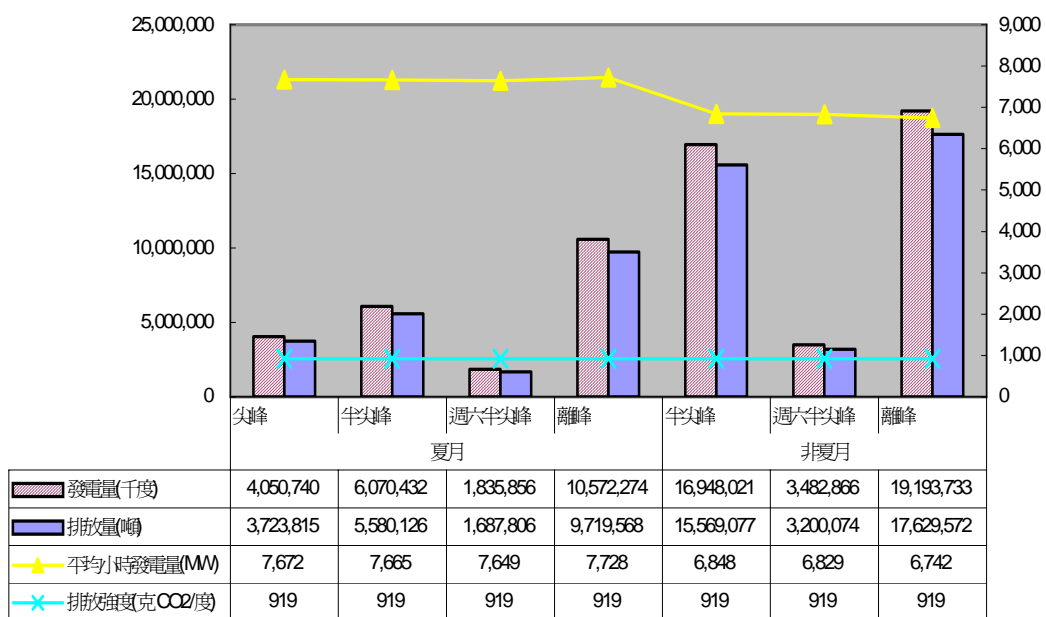


圖 5-9 民國 94 年台電火力機組七時段二氧化碳排放量統計

民國 95 年台電天然氣、燃油及燃煤機組之七時段發電量及二氧化碳排放量如圖 5-10~5-12 所示，各時段之二氧化碳排放強度相差不大，且燃煤機組於各時段之平均小時發電量較天然氣及燃油多，每小時均有 7000MW 以上的發電量。台電全部火力機組七時段二氧化碳排放量統計如圖 5-13 所示。



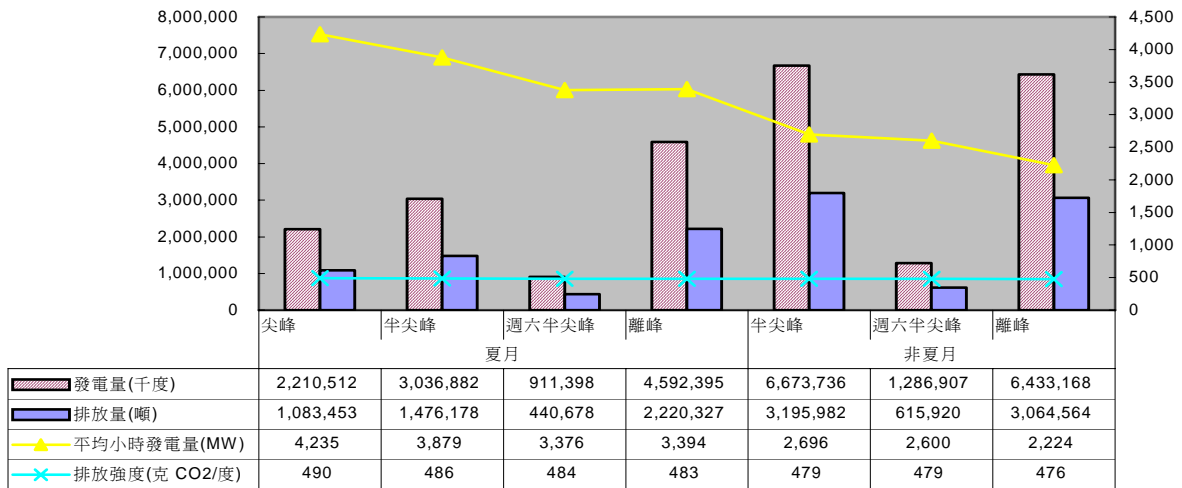


圖 5-10 民國 95 年台電天然氣機組七時段二氧化碳排放量統計

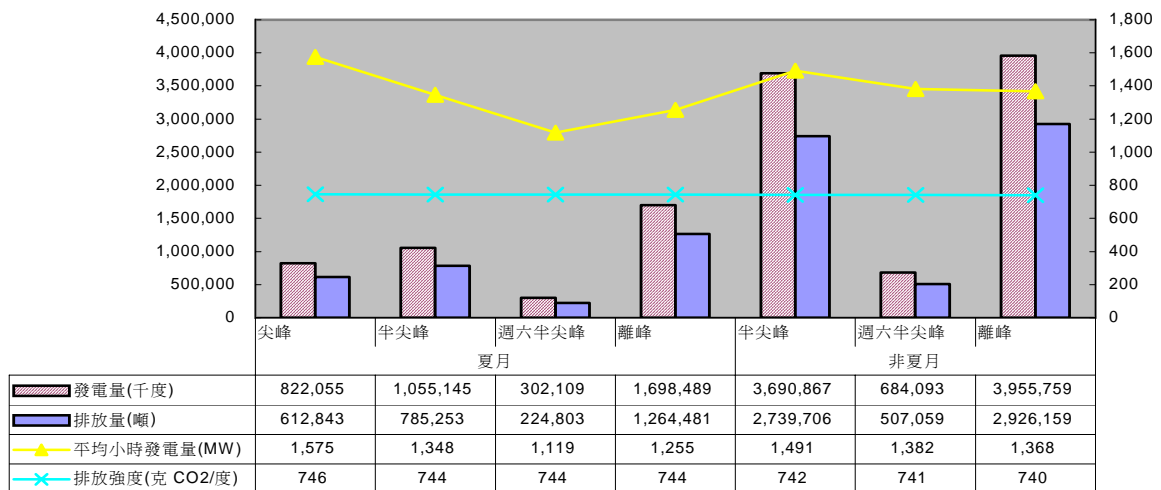


圖 5-11 民國 95 年台電燃油機組七時段二氧化碳排放量統計

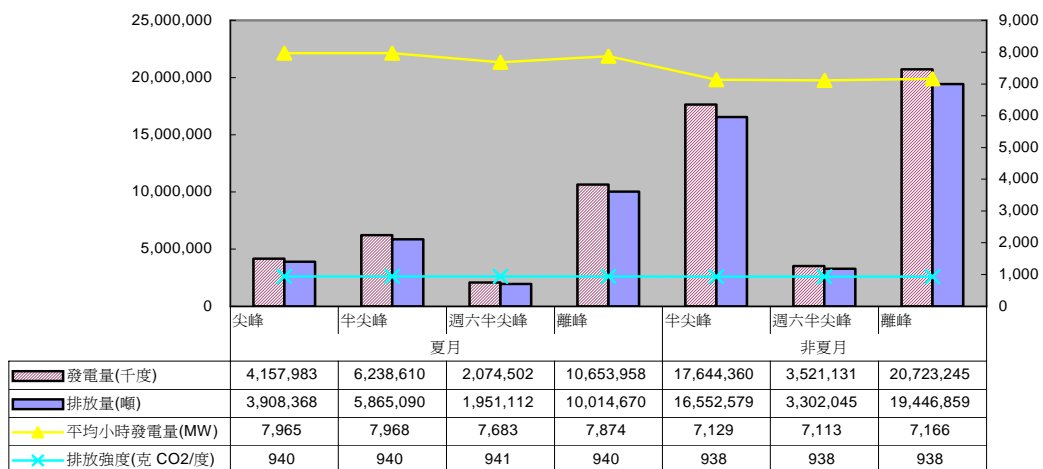


圖 5-12 民國 95 年台電燃煤機組七時段二氧化碳排放量統計

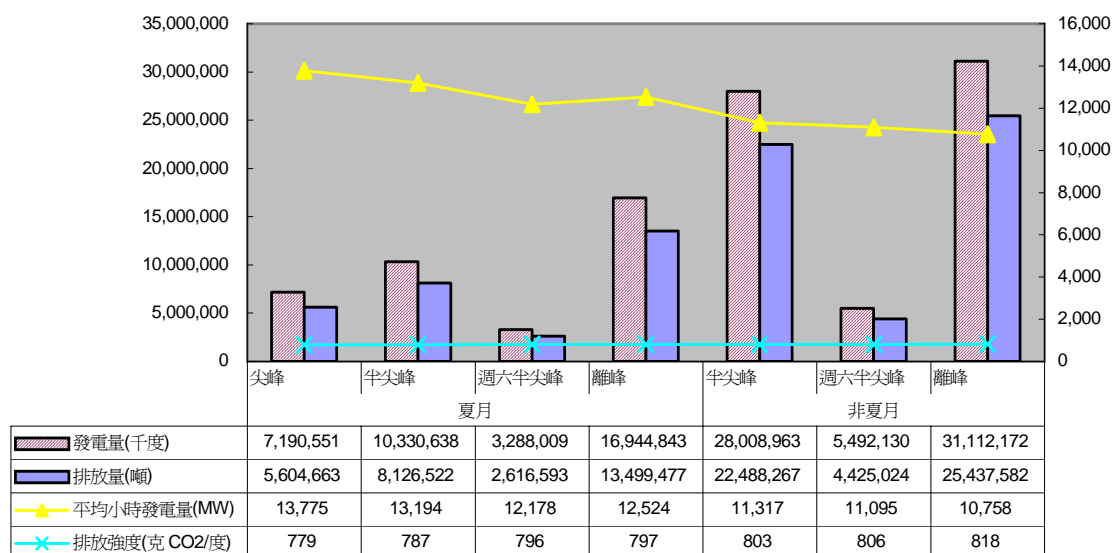


圖 5-13 民國 95 年台電火力機組七時段二氧化碳排放量統計

民國 94、95 年度台電火力機組依發電成本、變動成本及燃料成本計算之各燃料別七時段成本如表 5-6~5-8 所示，台電燃煤各機組之 94 年發電成本大多介於 1.03~1.22 元/度，而 95 年大多介於 0.90~1.05 元/度之間，故 94 年台電燃煤機組的發電成本 1.1165 元/度高於 95 年 1.0116 元/度。假設每噸二氧化碳價格為 10 元美金時，計算台電火力機組各燃料別之七時段每度二氧化碳排放成本，如表 5-9 所示，由於燃煤機組的二氧化碳排放強度及發電量佔比較高，與天然氣、燃油機組相較之下，其各時段二氧化碳排放成本也最高，燃煤機組全年統計為每度 0.3051 元，其次為燃油，每度 0.2412 元，而天然氣最低，每度僅 0.1564 元；利用以上計算結果，不同的二氧化碳價格，以倍數推算二氧化碳排放成本。

表 5-6 民國 94、95 年台電火力機組及核能機組七時段每度發電成本

單位：元/度

季節時段		94年				95年			
		天然氣	燃油	燃煤	核能	天然氣	燃油	燃煤	核能
夏 月	尖峰	2.8214	2.4956	1.1223	0.5732	2.9967	3.0493	1.0145	0.5609
	半尖峰	2.7498	2.3437	1.1218	0.5732	2.9581	2.9560	1.0146	0.5609
	週六半尖峰	2.7431	2.2915	1.1213	0.5731	2.9566	2.9066	1.0148	0.5609
	離峰	2.7185	2.2765	1.1221	0.5734	2.9369	2.9085	1.0141	0.5609
夏月小計		2.7488	2.3354	1.1220	0.5733	2.9569	2.9511	1.0144	0.5609
非 夏 月	半尖峰	2.6318	2.5812	1.1138	0.5699	2.9855	3.0936	1.0100	0.5618
	週六半尖峰	2.6233	2.3102	1.1138	0.5710	3.0038	3.0360	1.0101	0.5618
	離峰	2.5906	2.4519	1.1129	0.5706	2.9746	2.9408	1.0100	0.5618
非夏月小計		2.6116	2.4921	1.1134	0.5703	2.9823	3.0163	1.0100	0.5618
總計		2.6698	2.4333	1.1165	0.5713	2.9714	2.9956	1.0116	0.5616

註:1.依台電機組自發電成本計算，發電成本含營運費、維護費、設備折舊及稅捐等  
2.台電機組成本之計算未計入“總管理處及其他單位”及“借款利息”

表 5-7 民國 94、95 年台電火力機組及核能機組七時段每度變動成本

單位：元/度

季節時段		94年				95年			
		天然氣	燃油	燃煤	核能	天然氣	燃油	燃煤	核能
夏 月	尖峰	2.3609	2.1901	0.8830	0.3786	2.5827	2.8433	0.7981	0.3711
	半尖峰	2.3051	2.1460	0.8831	0.3786	2.5488	2.8080	0.7980	0.3711
	週六半尖峰	2.2999	2.1253	0.8832	0.3785	2.5459	2.7894	0.7971	0.3711
	離峰	2.2710	2.1243	0.8830	0.3787	2.5249	2.7902	0.7973	0.3711
夏月小計		2.2999	2.1421	0.8830	0.3786	2.5453	2.8062	0.7976	0.3711
非 夏 月	半尖峰	2.2152	2.4008	0.8796	0.3770	2.5624	2.8443	0.7929	0.3714
	週六半尖峰	2.2117	2.1350	0.8792	0.3774	2.5657	2.8338	0.7933	0.3714
	離峰	2.1800	2.2462	0.8790	0.3773	2.5460	2.8007	0.7925	0.3714
非夏月小計		2.1983	2.2999	0.8793	0.3772	2.5553	2.8227	0.7927	0.3714
總計		2.2414	2.2406	0.8806	0.3777	2.5511	2.8175	0.7945	0.3713

註：依台電機組變動成本計算，變動成本含變動運維費及燃料成本

表 5-8 民國 94、95 年台電火力機組及核能機組七時段每度燃料成本

單位：元/度

季節時段		94年				95年			
		天然氣	燃油	燃煤	核能	天然氣	燃油	燃煤	核能
夏 月	尖峰	2.2565	2.0613	0.8206	0.1011	2.4816	2.7491	0.7379	0.0992
	半尖峰	2.2027	2.0445	0.8205	0.1011	2.4476	2.7335	0.7379	0.0992
	週六半尖峰	2.1979	2.0347	0.8204	0.1011	2.4457	2.7234	0.7373	0.0992
	離峰	2.1689	2.0355	0.8205	0.1011	2.4253	2.7234	0.7373	0.0992
夏月小計		2.1973	2.0425	0.8205	0.1011	2.4449	2.7316	0.7376	0.0992
非 夏 月	半尖峰	2.1237	2.0563	0.8194	0.1010	2.4722	2.7541	0.7351	0.0993
	週六半尖峰	2.1209	2.0295	0.8194	0.1010	2.4759	2.7536	0.7354	0.0993
	離峰	2.0922	2.0369	0.8192	0.1010	2.4585	2.7322	0.7347	0.0993
非夏月小計		2.1086	2.0443	0.8193	0.1010	2.4664	2.7437	0.7349	0.0993
總計		2.1462	2.0436	0.8197	0.1011	2.4572	2.7399	0.7359	0.0992

註：依台電機組燃料成本計算

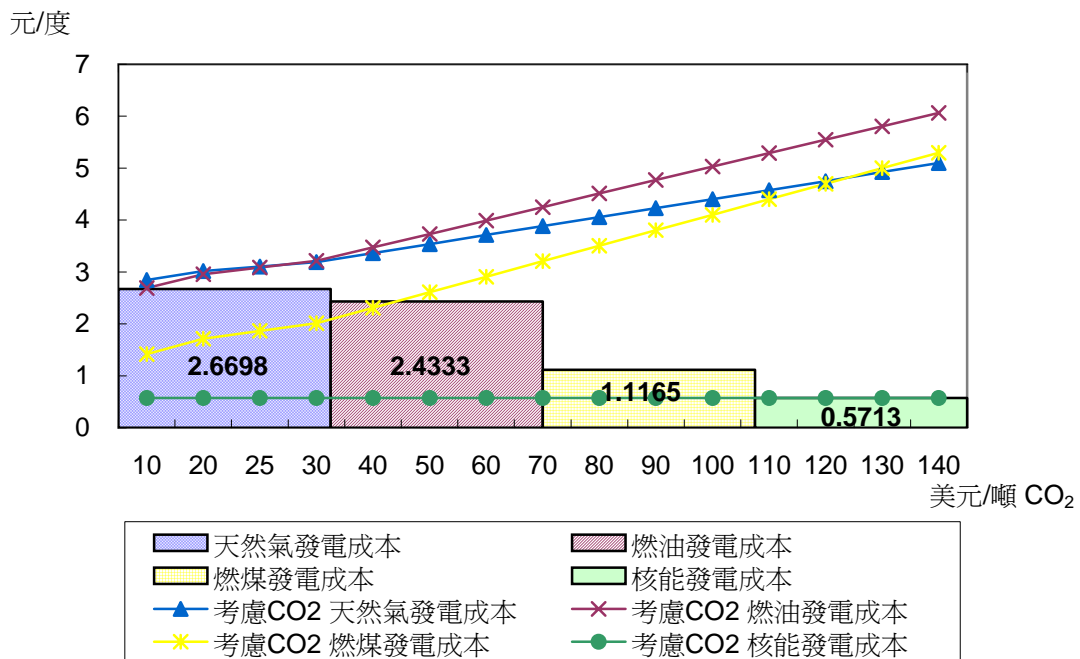
表 5-9 當每噸 CO2 價格為 10 元美金時，民國 94、95 年台電火力機組七時段 CO2 排放成本分析表

單位：元/度

季節時段		94年				95年			
		天然氣	燃油	燃煤	台電火力機組總計	天然氣	燃油	燃煤	台電火力機組總計
夏 月	尖峰	0.1794	0.2604	0.2988	0.2613	0.1593	0.2423	0.3055	0.2533
	半尖峰	0.1766	0.2596	0.2987	0.2622	0.1580	0.2419	0.3055	0.2557
	週六半尖峰	0.1763	0.2592	0.2988	0.2613	0.1571	0.2418	0.3057	0.2586
	離峰	0.1748	0.2594	0.2988	0.2623	0.1571	0.2420	0.3055	0.2589
夏月小計		0.1763	0.2596	0.2988	0.2620	0.1578	0.2420	0.3055	0.2569
非 夏 月	半尖峰	0.1720	0.2600	0.2986	0.2663	0.1556	0.2412	0.3049	0.2609
	週六半尖峰	0.1720	0.2591	0.2986	0.2650	0.1555	0.2409	0.3048	0.2619
	離峰	0.1701	0.2592	0.2985	0.2666	0.1548	0.2404	0.3050	0.2657
非夏月小計		0.1711	0.2595	0.2985	0.2663	0.1553	0.2408	0.3049	0.2633
合計		0.1733	0.2596	0.2986	0.2647	0.1564	0.2412	0.3051	0.2610

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

不含二氧化碳排放成本時，民國 94 年台電機組中燃煤機組之發電成本為 1.1165 元/度、天然氣 2.6698 元/度、燃油 2.4333 元/度、核能 0.5713 元/度，含二氧化碳排放成本時，台電自發電成本隨著二氧化碳不同價格而改變，天然氣機組由於二氧化碳排放量較少，且成本較燃煤機組高，故二氧化碳不同價格對其發電成本影響較燃煤機組低，如圖 5-14 所示；當二氧化碳價格為 130 美元時，原自發電成本最貴的天然氣機組在含二氧化碳排放成本之發電成本為 4.9229 元/度，比最便宜的燃煤機組合二氧化碳排放成本之發電成本為 4.9986 元/度還低，如表 5-10 所示。民國 95 年台電機組燃料別發電成本依序為，燃煤 1.0116 元/度、天然氣 2.9714 元/度、燃油 2.9956 元/度、核能 0.5616 元/度，含二氧化碳排放成本之台電發電成本曲線隨著二氧化碳價格的改變，原本發電成本較高的天然氣機組，其成本曲線呈小幅成長，而原本發電成本較低的燃煤機組，其成本曲線上揚幅度較大，如圖 5-15 所示；當二氧化碳價格為 140 美元時，原本發電成本最貴的天然氣機組在含二氧化碳排放成本之發電成本為 5.1604 元/度，比最便宜的燃煤機組合二氧化碳排放成本之發電成本為 5.2835 元/度還低，如表 5-11 所示。



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

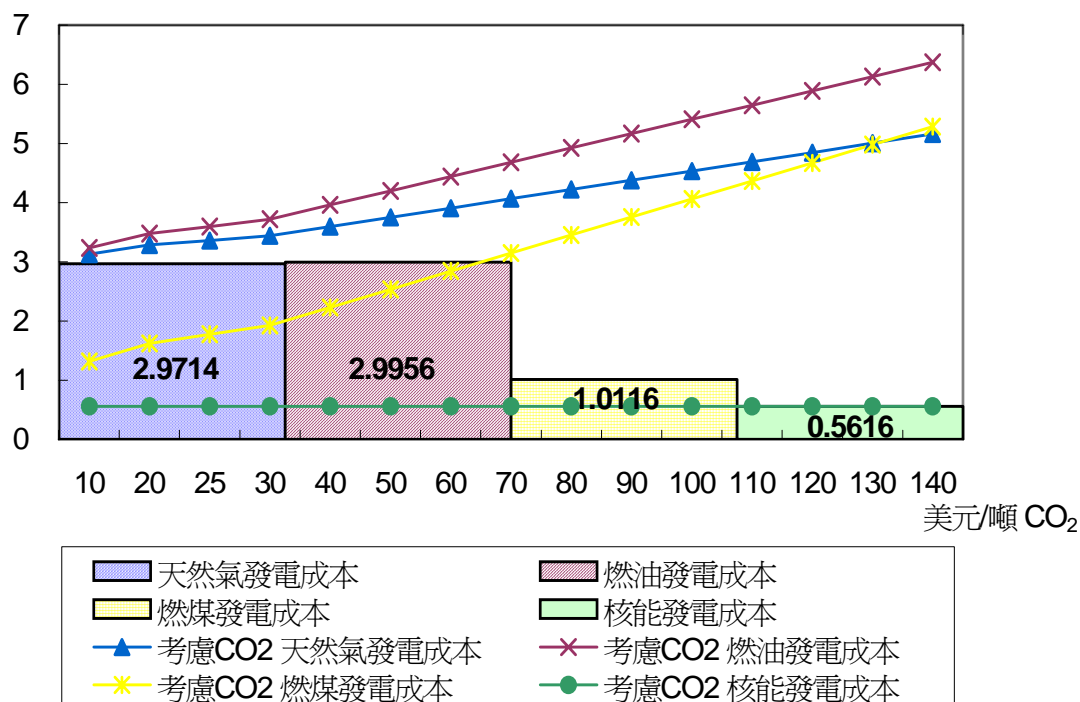
圖 5-14 民國 94 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之發電成本比較

表 5-10 民國 94 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表-依發電成本計算

燃料別	天然氣	燃油	燃煤	核能
台電自發電成本 (元/度)	2.6698	2.4333	1.1165	0.5713
含CO <sub>2</sub> 排放成本之台電自發電成本(元/度)				
20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.0164	2.9524	1.7137	0.5713
40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.3630	3.4715	2.3110	0.5713
60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.7097	3.9906	2.9082	0.5713
80 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.0563	4.5098	3.5055	0.5713
100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.4029	5.0289	4.1027	0.5713
120 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.7495	5.5480	4.7000	0.5713
130 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.9229	5.8076	4.9986	0.5713
140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	5.0962	6.0672	5.2973	0.5713

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值为 1:32.5

元/度



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值为 1:32.5

圖 5-15 民國 95 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之發電成本比較

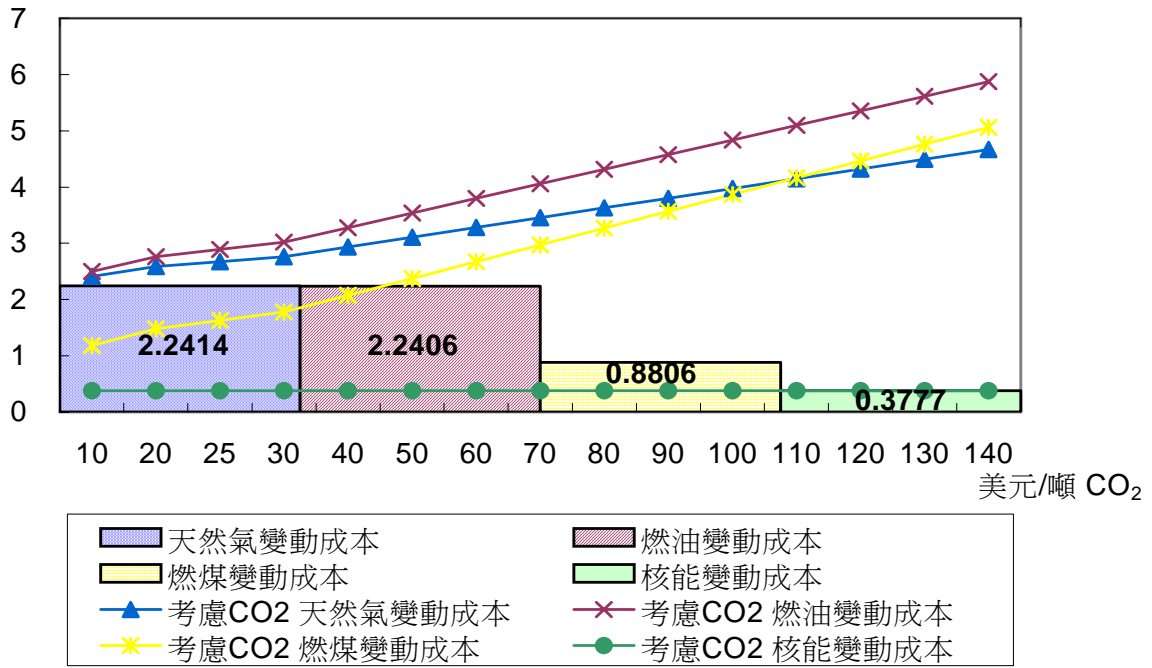
表 5-11 民國 95 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表-依發電成本計算

燃料別	天然氣	燃油	燃煤	核能
台電自發電成本 (元/度)	2.9714	2.9956	1.0116	0.5616
含 CO <sub>2</sub> 排放成本之台電自發電成本(元/度)				
20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.2841	3.4780	1.6218	0.5616
40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.5968	3.9604	2.2321	0.5616
60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.9095	4.4428	2.8424	0.5616
80 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.2223	4.9252	3.4527	0.5616
100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.5350	5.4075	4.0629	0.5616
120 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.8477	5.8899	4.6732	0.5616
140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	5.1604	6.3723	5.2835	0.5616

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

不含二氧化碳排放成本時，民國 94 台電機組燃料別變動成本依序為，燃煤 0.8806 元/度、天然氣 2.2414 元/度、燃油 2.2406 元/度、核能 0.3777 元/度，含二氧化碳排放成本之台電變動成本曲線，隨著二氧化碳價格的改變，原本變動成本較高的天然氣機組，其成本曲線呈小幅成長，而原本變動成本較低的燃煤機組，其成本曲線上揚幅度較大，如圖 5-16 所示；當二氧化碳價格為 110 美元時，原本變動成本最貴的自然氣機組在含二氧化碳排放成本之變動成本為 4.1478 元/度，比最便宜的燃煤機組含二氧化碳排放成本之變動成本為 4.1655 元/度還低，如表 5-12 所示。民國 95 年台電機組燃料別變動成本依序為，燃煤 0.7945 元/度、天然氣 2.5511 元/度、燃油 2.8175 元/度、核能 0.3713 元/度，含二氧化碳排放成本之台電變動成本曲線，隨著二氧化碳價格的改變，原本變動成本較高的天然氣機組，其成本曲線呈小幅成長，而原本變動成本較低的燃煤機組，其成本曲線上揚幅度較大，如圖 5-17 所示；當二氧化碳價格為 120 美元時，原本變動成本最貴的自然氣機組在含二氧化碳排放成本之變動成本為 4.4273 元/度，比最便宜的燃煤機組含二氧化碳排放成本之變動成本為 4.4561 元/度還低，如表 5-13 所示。

元/度



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

圖 5-16 民國 94 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之變動成本比較

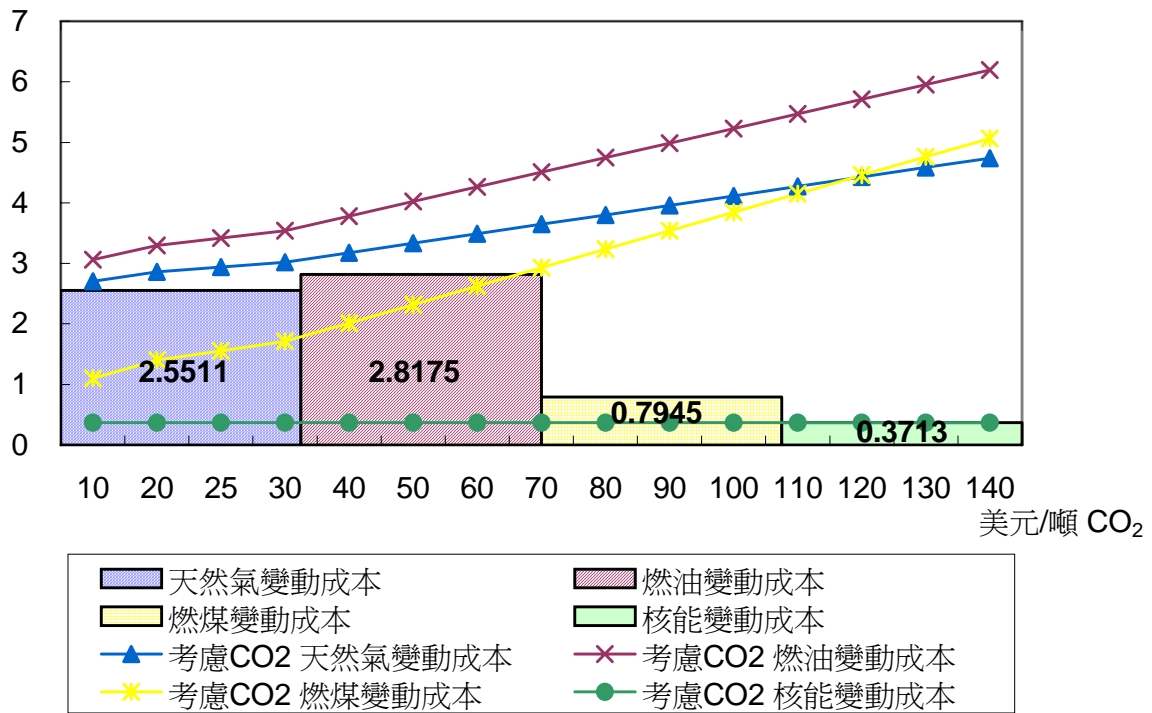
表 5-12 民國 94 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表-依變動成本計算

燃料別	天然氣	燃油	燃煤	核能
台電自發電成本 (元/度)	2.2414	2.2406	0.8806	0.3777
含 CO <sub>2</sub> 排放成本之台電自發電成本 (元/度)				
20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	2.5880	2.7597	1.4779	0.3777
40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	2.9346	3.2788	2.0751	0.3777
60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.2813	3.7980	2.6724	0.3777
80 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.6279	4.3171	3.2696	0.3777
100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.9745	4.8362	3.8669	0.3777
110 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.1478	5.0958	4.1655	0.3777
120 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.3211	5.3554	4.4641	0.3777
140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.6678	5.8745	5.0614	0.3777

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5



元/度



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

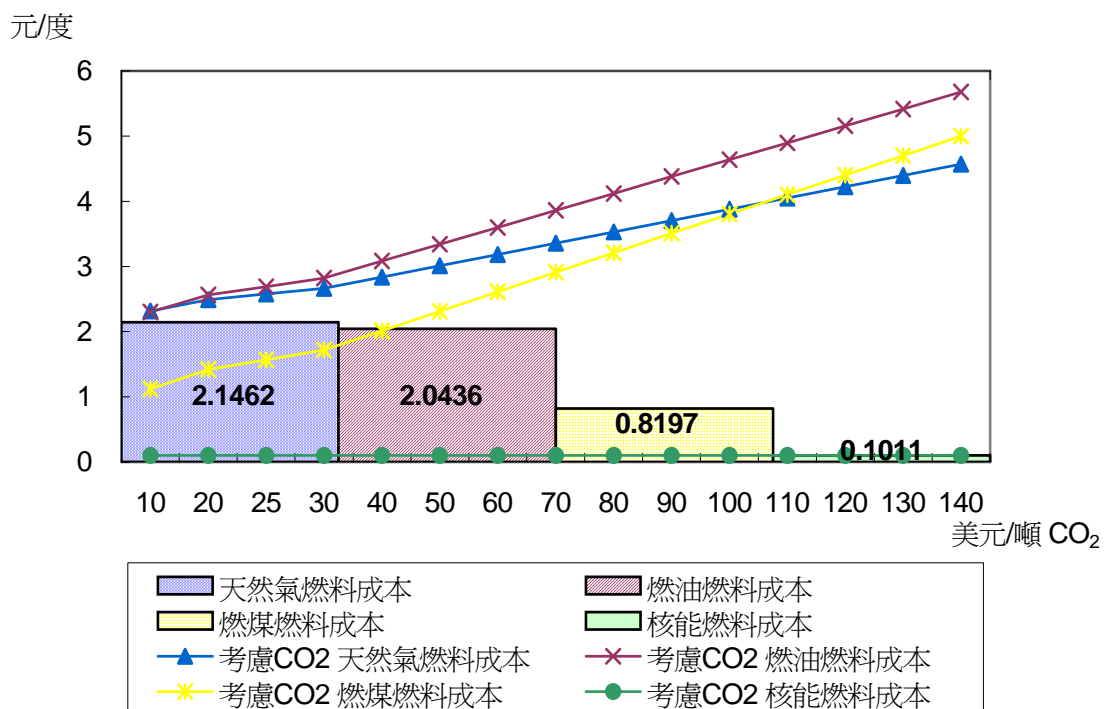
圖 5-17 民國 95 年台電火力機組及核能機組考二氧化碳價格之變動成本比較

表 5-13 民國 95 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表-依變動成本計算

燃料別	天然氣	燃油	燃煤	核能
台電自發電成本 (元/度)	2.5511	2.8175	0.7945	0.3713
含CO <sub>2</sub> 排放成本之台電自發電成本(元/度)				
20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	2.8638	3.2999	1.4047	0.3713
40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.1765	3.7823	2.0150	0.3713
60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.4892	4.2646	2.6253	0.3713
80 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.8019	4.7470	3.2356	0.3713
100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.1146	5.2294	3.8459	0.3713
120 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.4273	5.7118	4.4561	0.3713
140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.7400	6.1942	5.0664	0.3713

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

不含二氧化碳排放成本時，民國 94 年台電機組燃料別燃料成本依序為，燃煤 0.8197 元/度、天然氣 2.1462 元/度、燃油 2.9436 元/度、核能 0.1011 元/度，含二氧化碳排放成本之台電燃料成本曲線，隨著二氧化碳價格的改變，原本燃料成本較高的天然氣機組，其成本曲線呈小幅成長，而原本燃料成本較低的燃煤機組，其成本曲線上揚幅度較大，如圖 5-18 所示；當二氧化碳價格為 110 美元時，原本燃料成本最貴的自然氣機組在含二氧化碳排放成本之燃料成本為 4.0526 元/度，比最便宜的燃煤機組含二氧化碳排放成本之燃料成本為 4.1046 元/度還低，如表 5-14 所示。95 年台電機組燃料別燃料成本依序為，燃煤 0.7359 元/度、天然氣 2.4572 元/度、燃油 2.7399 元/度、核能 0.10 元/度，含二氧化碳排放成本之台電燃料成本曲線，隨著二氧化碳價格的改變，原本燃料成本較高的天然氣機組，其成本曲線呈小幅成長，而原本燃料成本較低的燃煤機組，其成本曲線上揚幅度較大，如圖 5-19 所示；當二氧化碳價格為 120 美元時，原本燃料成本最貴的自然氣機組在含二氧化碳排放成本之燃料成本為 4.3335 元/度，比最便宜的燃煤機組含二氧化碳排放成本之燃料成本為 4.3975 元/度還低，如表 5-15。



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

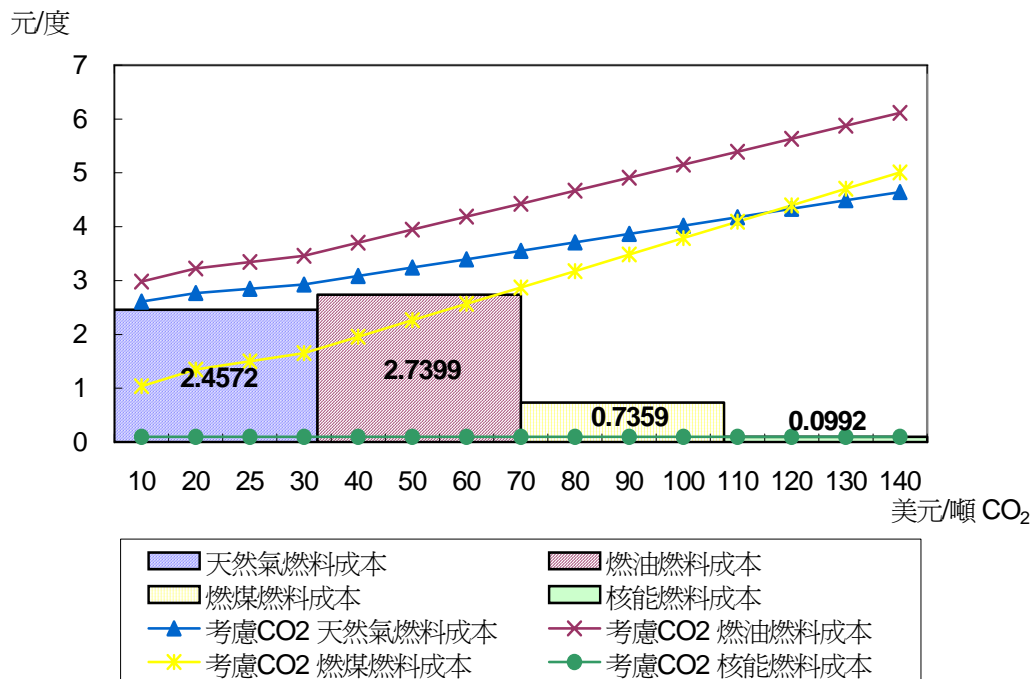
圖 5-18 民國 94 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之燃料成本比較

表 5-14 民國 94 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表

-依燃料成本計算

燃料別	天然氣	燃油	燃煤	核能
台電自發電成本 (元/度)	2.1462	2.0436	0.8197	0.1011
含CO <sub>2</sub> 排放成本之台電自發電成本(元/度)				
20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	2.4928	2.5627	1.4170	0.1011
40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	2.8394	3.0819	2.0142	0.1011
60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.1861	3.6010	2.6115	0.1011
80 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.5327	4.1201	3.2087	0.1011
100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.8793	4.6393	3.8060	0.1011
110 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.0526	4.8988	4.1046	0.1011
120 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.2260	5.1584	4.4032	0.1011
130 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.3993	5.4179	4.7019	0.1011
140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.5726	5.6775	5.0005	0.1011

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

圖 5-19 民國 95 年台電火力機組及核能機組考慮二氧化碳價格之燃料成本比較

表 5-15 民國 95 年台電火力機組燃料別含二氧化碳排放成本分析表

-依燃料成本計算

燃料別	天然氣	燃油	燃煤	核能
台電自發電成本 (元/度)	2.4572	2.7399	0.7359	0.0992
含CO <sub>2</sub> 排放成本之台電自發電成本(元/度)				
20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	2.7700	3.2222	1.3462	0.0992
40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.0827	3.7046	1.9564	0.0992
60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.3954	4.1870	2.5667	0.0992
80 美元/噸 CO <sub>2</sub>	3.7081	4.6694	3.1770	0.0992
100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.0208	5.1518	3.7873	0.0992
120 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.3335	5.6342	4.3975	0.0992
140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	4.6462	6.1165	5.0078	0.0992

註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

## 第5節 考慮二氧化碳價格之七時段民營電廠購電成本分析

根據業務處提供之民營電廠計費資料並利用程式將民營電廠電能之保證、非保證時段再區分為七時段，分別統計出民國 94 及 95 年台電向民營電廠購電之七時段成本如表 5-16 及 5-17 所示，94 年台電向民營電廠天然氣機組之購電成本為每度 2.6454 元，95 年為每度 2.8877 元/度，民營電廠燃煤機組之購電成本於 94 年 1.3693 元/度，由於能量費率與容量費率的調整，95 年增加到 1.5588 元/度。

表 5-16 民國 94 年台電向民營電廠購電之七時段成本分析表

單位：元/度

季節時段		購電成本 (含能量電費及容量電費)			能量成本 (僅能量電費)		
		天然氣	燃煤	總計	天然氣	燃煤	總計
夏月	尖峰	2.8272	2.0786	2.5175	1.7358	0.6363	1.2810
	半尖峰	2.7329	2.0016	2.3879	1.7206	0.6364	1.2091
	週六半尖峰	2.6621	1.9394	2.2832	1.7264	0.6404	1.1570
	離峰	2.3573	0.7037	1.1056	1.8511	0.6430	0.9366
夏月小計		2.6921	1.4394	1.9989	1.7491	0.6396	1.1351
非夏月	半尖峰	2.6946	1.9021	2.3230	1.6271	0.6304	1.1598
	週六半尖峰	2.5725	1.7583	2.1266	1.6659	0.6343	1.1010
	離峰	2.2408	0.6508	0.9503	1.7771	0.6389	0.8533
非夏月小計		2.6143	1.3287	1.8588	1.6535	0.6346	1.0547
總計		2.6454	1.3693	1.9121	1.6917	0.6364	1.0853

表 5-17 民國 95 年台電向民營電廠購電之七時段成本分析表

單位：元/度

季節時段		購電成本 (含能量電費及容量電費)			能量成本 (僅能量電費)		
		天然氣	燃煤	總計	天然氣	燃煤	總計
夏月	尖峰	3.0555	2.3211	2.7550	1.9445	0.8603	1.5008
	半尖峰	2.9692	2.2411	2.6256	1.9232	0.8598	1.4214
	週六半尖峰	2.9000	2.1761	2.5151	1.9209	0.8624	1.3581
	離峰	2.6402	0.9192	1.2905	2.0390	0.8627	1.1165
夏月小計		2.9405	1.6566	2.2194	1.9487	0.8614	1.3381
非夏月	半尖峰	2.9247	2.0819	2.5241	1.8195	0.8674	1.3669
	週六半尖峰	2.8031	1.9544	2.3292	1.8639	0.8700	1.3089
	離峰	2.4979	0.8809	1.1401	1.9753	0.8711	1.0481
非夏月小計		2.8521	1.5042	2.0330	1.8460	0.8694	1.2525
總計		2.8877	1.5588	2.1032	1.8874	0.8665	1.2847

民營電廠之燃煤與天然氣機組考慮二氧化碳排放成本時，民國 94 年民營電廠天然氣及燃煤機組之二氧化碳排放量分別以台電燃煤機組平均二氧化碳排放強度 0.919 公斤/度、台電天然氣機組平均二氧化碳排放強度 0.533 公斤/度來計算，結果如圖 5-20、5-21 所示，夏月尖峰、半尖峰時段及非夏月半尖峰時段天然氣機組之平均小時售電量皆比燃煤機組高，而離峰時段天然氣機組之平均小時發電量為 773MW，而燃煤機組為 2409MW，非夏月離峰時段天然氣機組之平均小時發電量為 472MW，而燃煤機組為 2033MW，故 94 年民營電廠於離峰時段的二氧化碳排放強度皆為最高，如圖 5-22 所示，夏月離峰之二氧化碳排放強度為 0.825 公斤/度、非夏月離峰為 0.846 公斤/度。

民國 95 年民營電廠天然氣及燃煤機組之二氧化碳排放量分別以台電燃煤機組平均二氧化碳排放強度 0.939 公斤/度、台電天然氣機組平均二氧化碳排放強度 0.481 公斤/度來計算，結果如圖 5-23、5-24 所示，夏月尖峰、半尖峰時段及非夏月半尖峰時段天然氣機組之平均小時售電量皆比燃煤機組高，而夏月離峰時段天然氣機組之平均小時發電量為 674MW，而燃煤機組為 2451MW，非夏月離峰時段天然氣機組之平均小時發電量為 411MW，而燃煤機組為 2156MW，故 95 年民營電廠於離峰時段的二氧化碳排放強度皆為最高，如圖 5-25 所示，夏月離峰之二氧化碳排放強度為 0.840 公斤/度、非夏月離峰為 0.866 公斤/度。

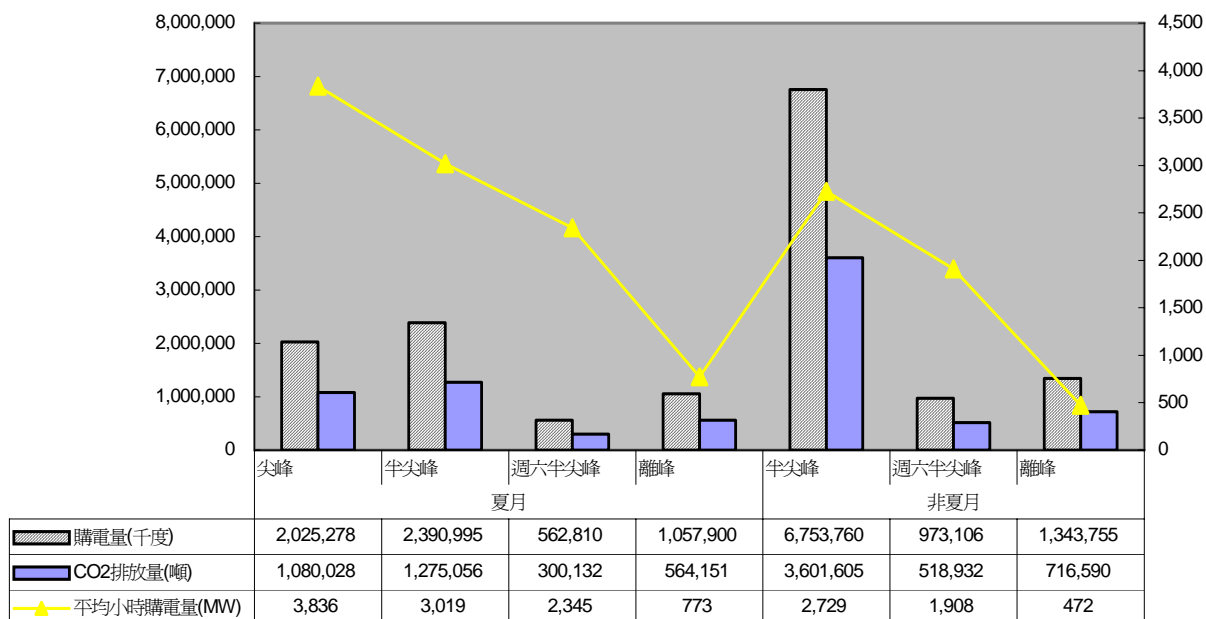


圖 5-20 民國 94 年民營電廠天然氣機組之七時段 CO<sub>2</sub> 排放量統計

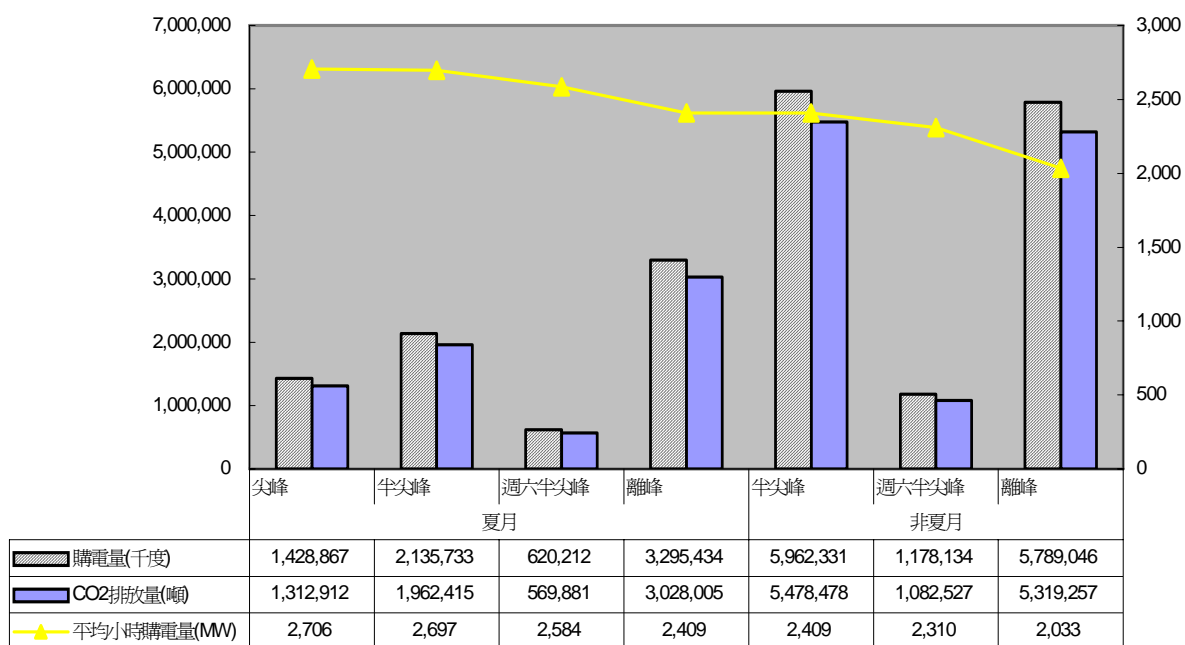


圖 5-21 民國 94 年民營電廠燃煤機組之七時段 CO<sub>2</sub> 排放量統計

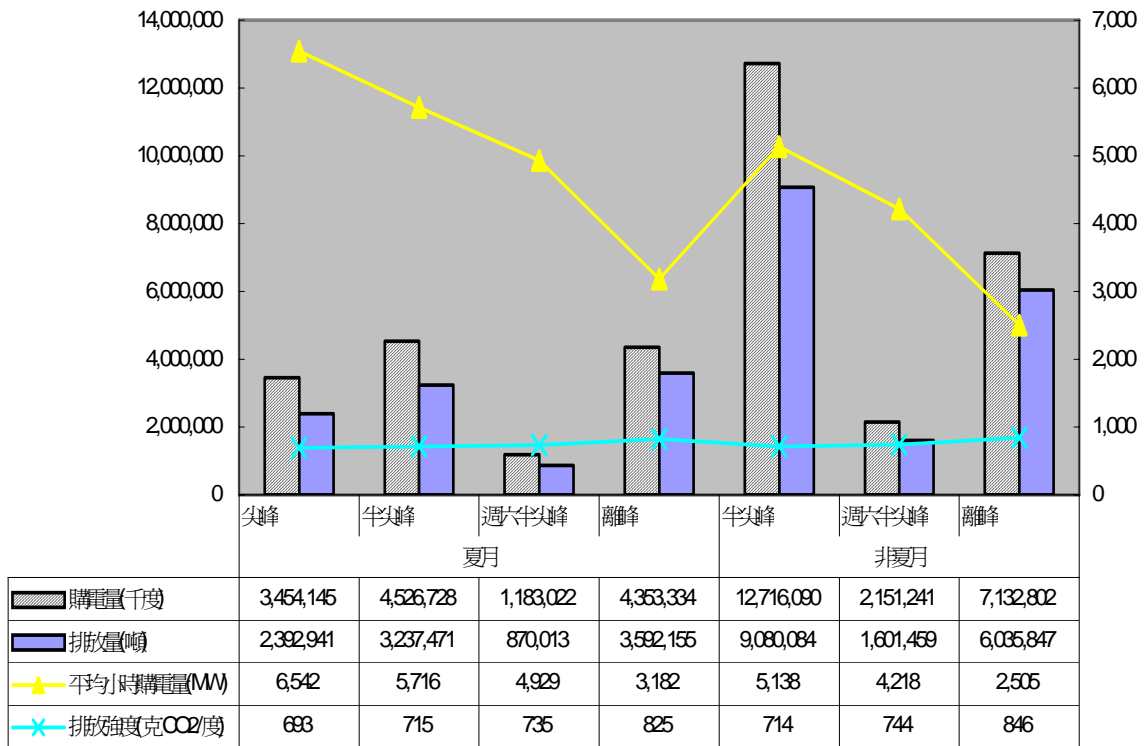


圖 5-22 民國 94 年民營電廠七時段 CO<sub>2</sub> 排放量統計

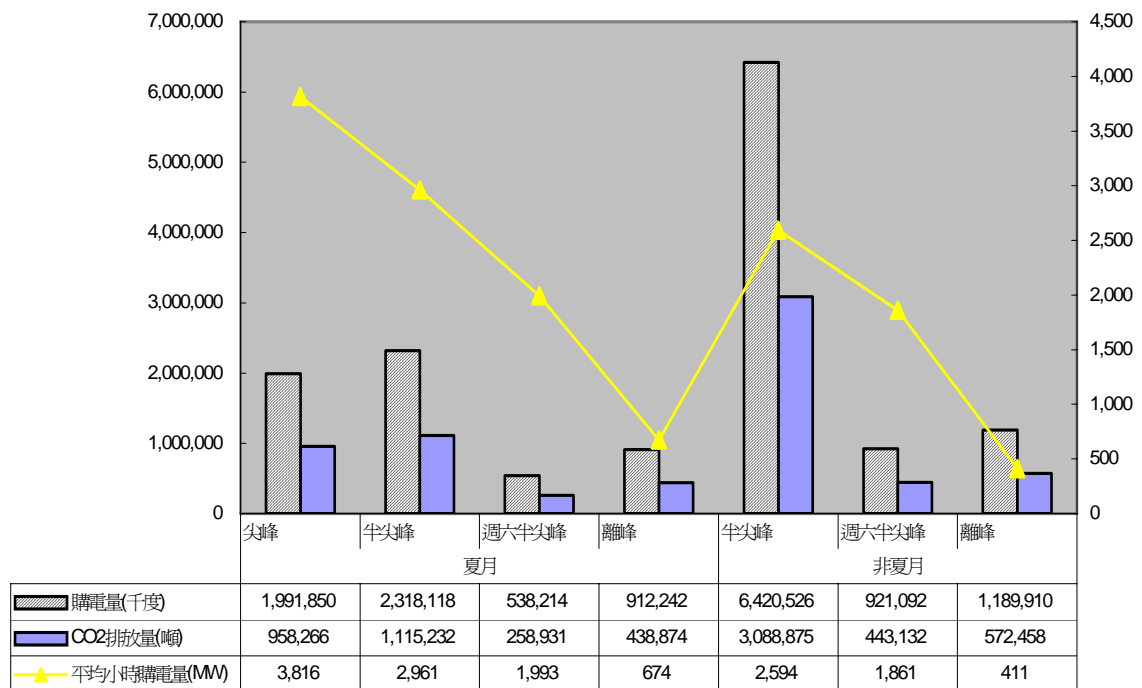


圖 5-23 民國 95 年民營電廠天然氣機組之七時段 CO<sub>2</sub> 排放量統計



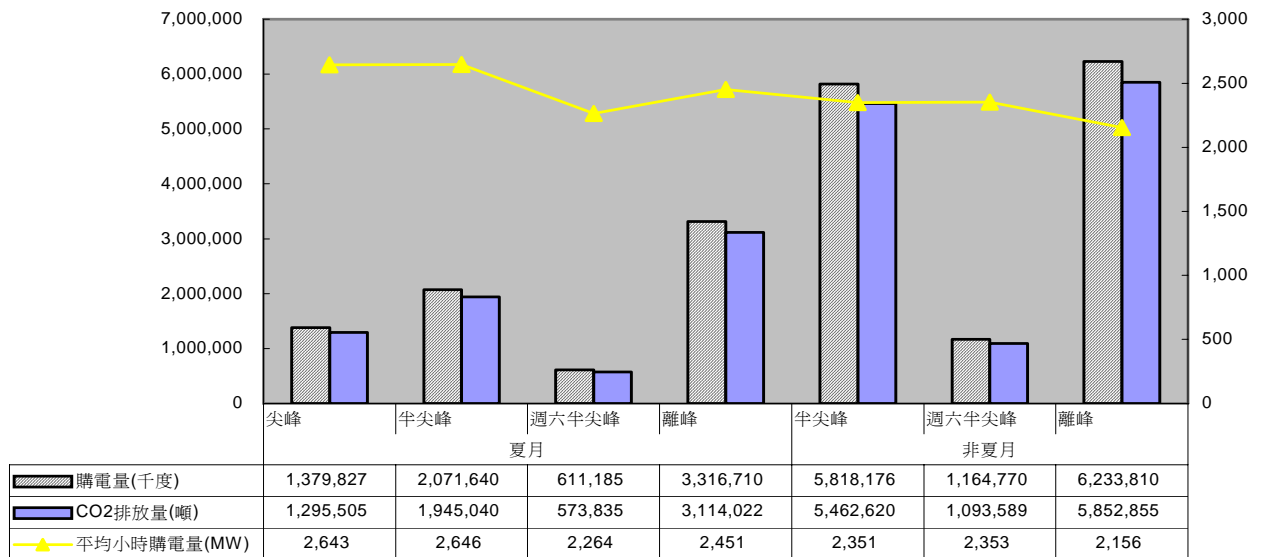


圖 5-24 民國 95 年民營電廠燃煤機組之七時段 CO<sub>2</sub> 排放量統計

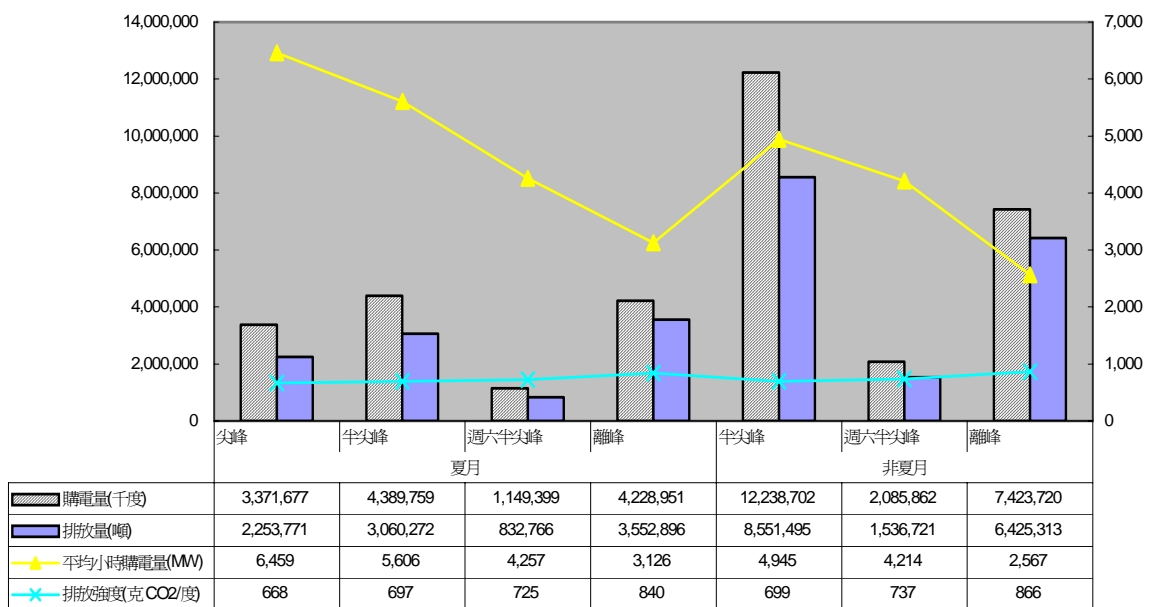


圖 5-25 民國 95 年民營電廠七時段 CO<sub>2</sub> 排放量統計

台電向民營電廠天然氣機組購電在尖峰及半尖峰時段佔比較燃煤機組多，但兩者僅差 20% 左右，但離峰時段，台電向民營電廠燃煤機組之購電佔比約達 80%，而天然氣機組僅佔 20%，如表 5-18 所示，因此，離峰時段二氧化碳排放量較高，相對的，二氧化碳排放成本也提高許多。

表 5-18 民國 94、95 年民營電廠各燃料別七時段購電量佔比

季節時段		天然氣		燃煤	
		94年	95年	94年	95年
夏月	尖峰	58.63%	59.08%	41.37%	40.92%
	半尖峰	52.82%	52.81%	47.18%	47.19%
	週六半尖峰	47.57%	46.83%	52.43%	53.17%
	離峰	24.30%	21.57%	75.70%	78.43%
夏月小計		44.66%	43.84%	55.34%	56.16%
非夏月	半尖峰	53.11%	52.46%	46.89%	47.54%
	週六半尖峰	45.23%	44.16%	54.77%	55.84%
	離峰	18.84%	16.03%	81.16%	83.97%
非夏月小計		41.23%	39.23%	58.77%	60.77%
總計		42.54%	40.97%	57.46%	59.03%

當每噸二氧化碳價格為 10 美元時，則民國 94、95 年民營電廠各時段之平均每度二氧化碳排放成本如表 5-19 所示，由於民營電廠天然氣及燃煤機組之二氧化碳排放量分別以 94 及 95 年台電燃煤機組及天然氣機組平均二氧化碳排放強度計算，因台電天然氣機組 94 年之二氧化碳排放強度 0.533 公斤/度較 95 年 0.481 公斤/度高，故民營電廠天然氣機組之二氧化碳排放成本計算結果，94 年 0.1733 元/度較 95 年 0.1564 元/度高；而燃煤機組因台電燃煤機組 94 年之二氧化碳排放強度 0.919 公斤/度較 95 年 0.939 公斤/度低，故民營電廠燃煤機組之二氧化碳排放成本計算結果，94 年 0.2986 元/度較 95 年 0.3051 元/度低。又因民營電廠燃煤機組離峰時段售平均小時售電量比天然氣機組還高，故民營電廠離峰時段之二氧化碳排放成本皆高於其他時段。

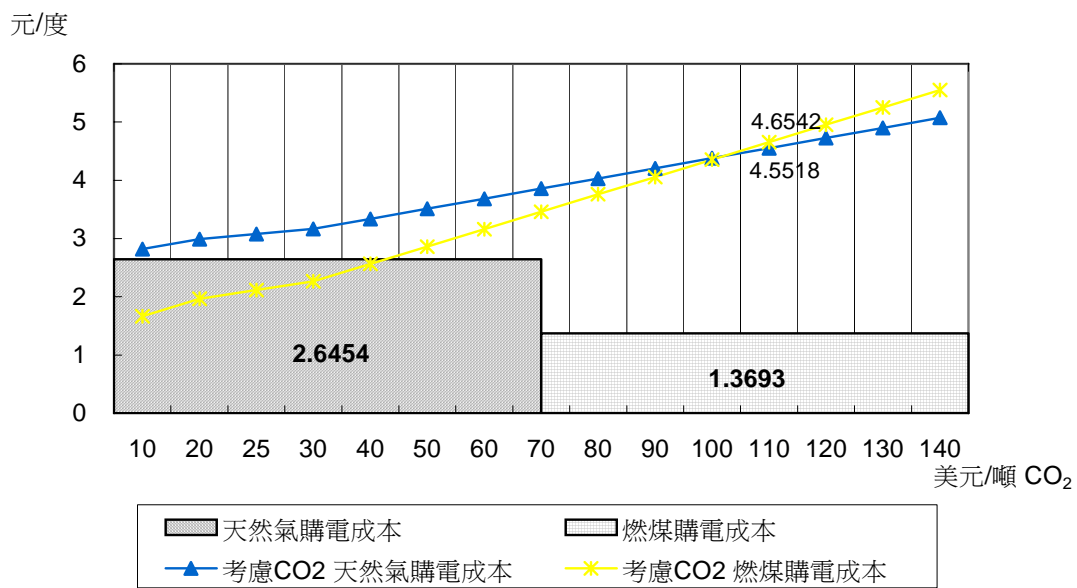
表 5-19 當每噸二氧化碳價格為 10 元美金時，民國 94、95 年民營電廠七時段二氧化碳排放成本分析表

單位：元/度

季節時段		94年			95年		
		天然氣	燃煤	總計	天然氣	燃煤	總計
夏月	尖峰	0.1733	0.2986	0.2252	0.1564	0.3051	0.2172
	半尖峰	0.1733	0.2986	0.2324	0.1564	0.3051	0.2266
	週六半尖峰	0.1733	0.2986	0.2390	0.1564	0.3051	0.2355
	離峰	0.1733	0.2986	0.2682	0.1564	0.3051	0.2730
夏月小計		0.1733	0.2986	0.2427	0.1564	0.3051	0.2399
非夏月	半尖峰	0.1733	0.2986	0.2321	0.1564	0.3051	0.2271
	週六半尖峰	0.1733	0.2986	0.2419	0.1564	0.3051	0.2394
	離峰	0.1733	0.2986	0.2750	0.1564	0.3051	0.2813
非夏月小計		0.1733	0.2986	0.2470	0.1564	0.3051	0.2468
總計		0.1733	0.2986	0.2453	0.1564	0.3051	0.2442

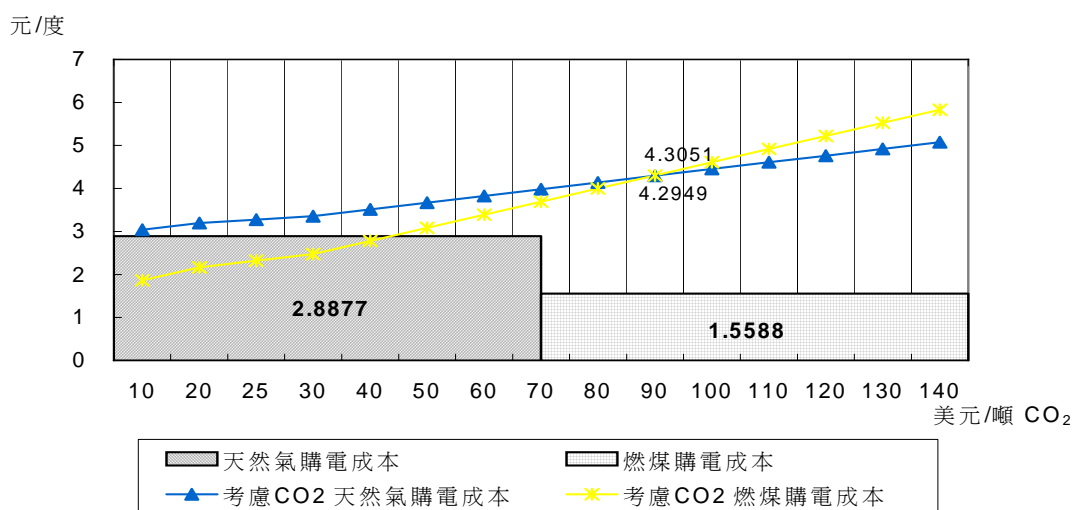
註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

以購電成本分析，民國 94 年民營電廠燃煤機組購電成本為 1.3693 元/度、天然氣機組為 2.6454 元/度，當考慮二氧化碳價格為 110 元美元時，燃煤機組之含二氧化碳排放成本之購電成本為 4.6542 元/度，高於天然氣機組的 4.5518 元/度，如圖 5-26。95 年民營電廠燃煤機組購電成本為 1.5588 元/度、天然氣機組為 2.8877 元/度，當考慮二氧化碳價格為 90 美元時，燃煤機組之含二氧化碳排放成本之購電成本為 4.3051 元/度，高於天然氣機組的 4.2949 元/度，如圖 5-27 所示。



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值为 1:32.5

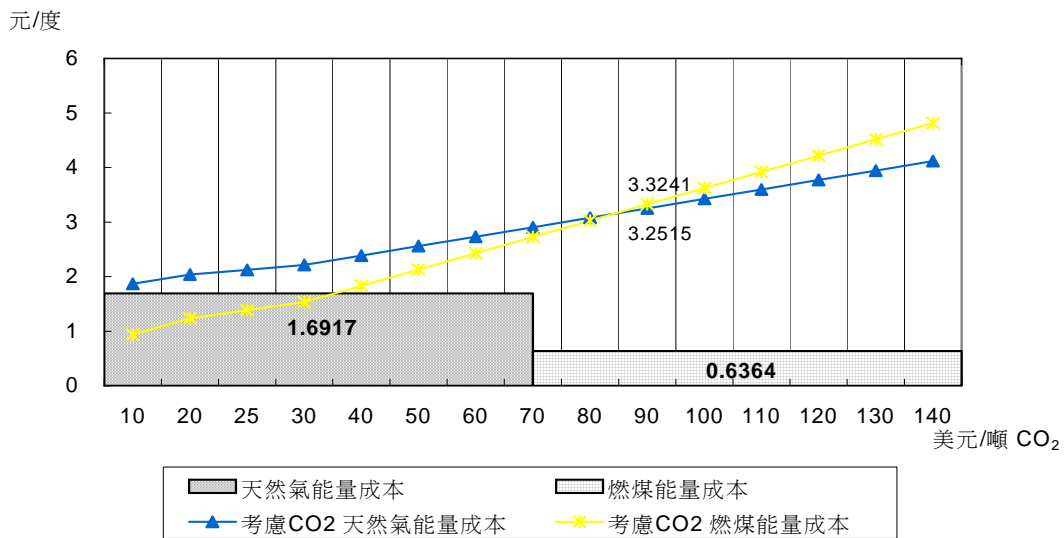
圖 5-26 民國 94 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之購電成本比較(能量及容量電費)



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值为 1:32.5

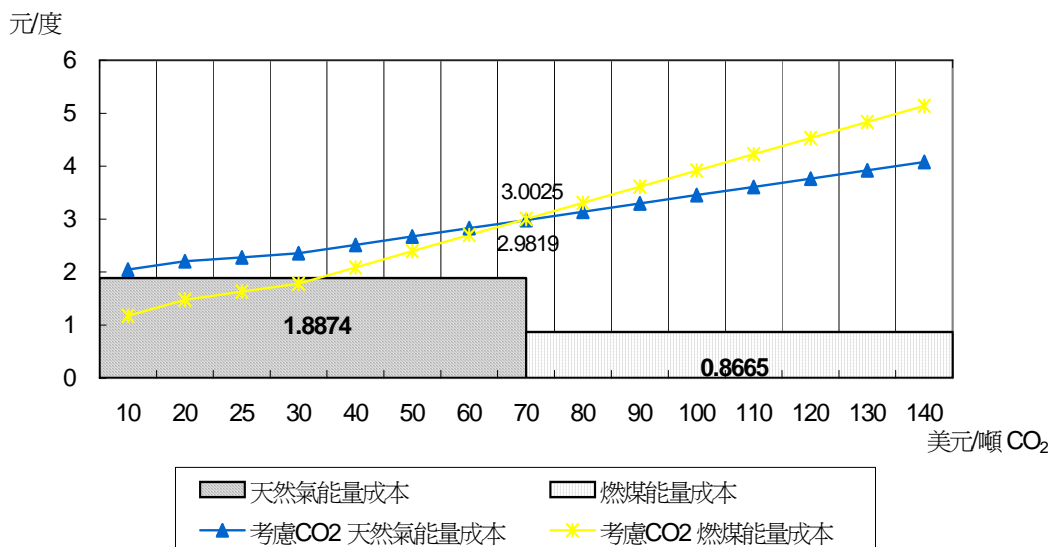
圖 5-27 民國 95 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之購電成本比較(能量及容量電費)

以能量成本分析，民國 94 年民營電廠燃煤機組能量成本為 0.6364 元/度、天然氣機組為 1.6971 元/度，當考慮二氧化碳價格為 90 元美元時，燃煤機組之含二氧化碳排放成本之能量成本為 3.3214 元/度，高於天然氣機組的 3.2515 元/度，如圖 5-28。95 年民營電廠燃煤機組能量成本為 0.8665 元/度、天然氣機組為 1.8874 元/度，當考慮二氧化碳價格為 70 美元時，燃煤機組之含二氧化碳排放成本之能量成本為 3.0025 元/度，高於天然氣機組的 2.9819 元/度，如圖 5-29 所示。



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

圖 5-28 民國 94 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之能量成本比較



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

圖 5-29 民國 95 年民營電廠各燃料別含二氧化碳成本之能量成本比較

第6節 台電考慮二氧化碳價格之七時段發購電成本分析

民國 94 及 95 年台電火力機組與民營電廠之燃煤機組佔比相近，共佔了全系統約 45%、天然氣約佔 20%，而燃油僅佔 5%，如圖 5-30 所示。

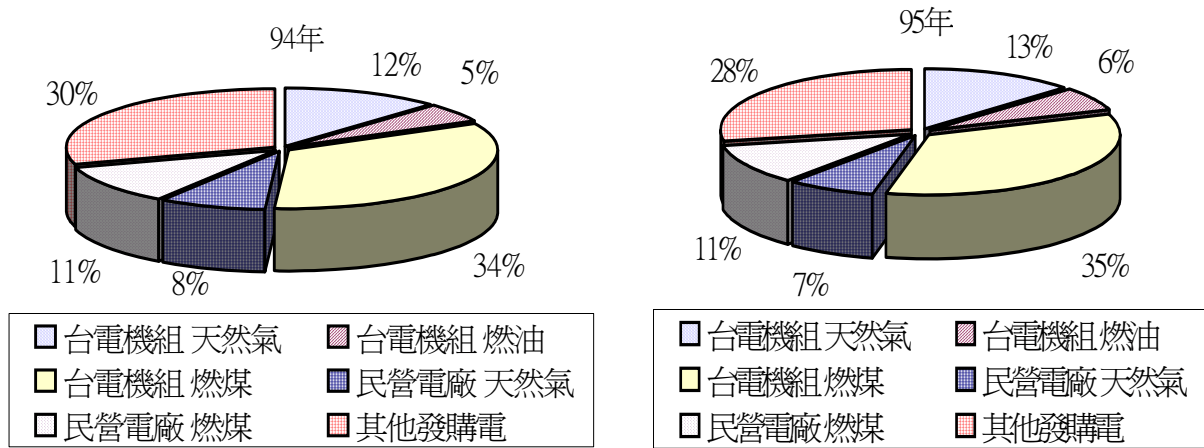


圖 5-30 民國 94、95 年台電火力機組及民營電廠各燃料別於全系統之發購電佔比

民國 94 年台電全系統之各燃料別七時段發購電量佔比如表 5-20 所示，台電燃煤機組於全系統之各時段佔比皆為最高，且台電燃煤機組於夏月離峰時段佔 35.74%、非夏月離峰佔 37.15%，分別為夏月及非夏月季節中佔比最高；台電燃煤機組與民營電廠燃煤機組於全系統佔比約為 43%。95 年佔比如表 5-21 所示，台電燃煤機組於各時段佔比皆為最高，且台電燃煤機組於夏月離峰時段佔 36.64%、非夏月離峰佔 39.88%，分別為夏月及非夏月季節中佔比最高，再生能源因英華威風力於 95 年加入，故其佔比較 94 年高。

表 5-20 民國 94 年台電全系統各燃料別七時段發電購量佔比

季節時段		台電機組					民營電廠		汽電共生	水力購電	再生能源購電	
		天然氣	燃油	燃煤	水力	風力	核能	天然氣				燃煤
夏月	尖峰	12.67%	4.57%	27.80%	4.29%	0.06%	16.56%	13.90%	9.81%	9.82%	0.53%	0.0003%
	半尖峰	12.43%	4.19%	29.42%	4.12%	0.05%	17.57%	11.59%	10.35%	9.78%	0.49%	0.0005%
	週六半尖峰	13.57%	4.99%	30.98%	4.99%	0.04%	20.83%	9.50%	10.46%	4.11%	0.53%	0.0009%
	離峰	14.72%	5.79%	35.74%	3.32%	0.04%	21.04%	3.58%	11.14%	4.10%	0.52%	0.0006%
夏月小計		13.53%	5.00%	31.86%	3.90%	0.05%	19.09%	8.54%	10.58%	6.94%	0.52%	0.0005%
非夏月	半尖峰	10.06%	4.36%	30.20%	4.18%	0.11%	18.67%	12.04%	10.62%	9.47%	0.29%	0.0044%
	週六半尖峰	11.70%	5.36%	33.27%	4.64%	0.12%	19.90%	9.30%	11.25%	4.15%	0.32%	0.0046%
	離峰	11.86%	5.57%	37.15%	3.25%	0.13%	23.73%	2.60%	11.20%	4.22%	0.29%	0.0053%
非夏月小計		10.99%	4.97%	33.51%	3.82%	0.12%	20.99%	7.67%	10.93%	6.71%	0.29%	0.0048%
總計		11.94%	4.98%	32.89%	3.85%	0.09%	20.28%	7.99%	10.80%	6.79%	0.37%	0.0032%

表 5-21 民國 95 年台電全系統各燃料別七時段發電購量佔比

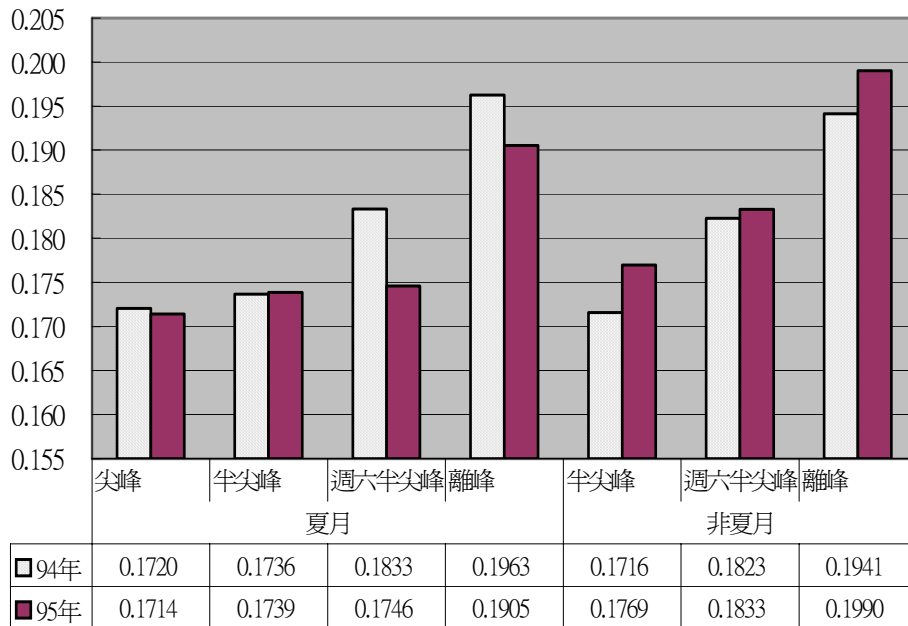
季節時段		台電機組					民營電廠		汽電共生	水力購電	再生能源購電	
		天然氣	燃油	燃煤	水力	風力	核能	天然氣				燃煤
夏月	尖峰	14.84%	5.52%	27.90%	4.20%	0.05%	16.20%	13.37%	9.26%	8.13%	0.48%	0.0557%
	半尖峰	14.45%	5.02%	29.68%	4.05%	0.05%	17.25%	11.03%	9.86%	8.19%	0.39%	0.0486%
	週六半尖峰	14.13%	4.68%	32.16%	4.58%	0.04%	19.14%	8.34%	9.47%	6.92%	0.50%	0.0417%
	離峰	15.08%	5.58%	34.98%	3.23%	0.04%	20.44%	3.00%	10.89%	6.28%	0.44%	0.0422%
夏月小計		14.76%	5.32%	31.75%	3.78%	0.05%	18.53%	7.91%	10.13%	7.27%	0.44%	0.0468%
非夏月	半尖峰	11.66%	6.45%	30.83%	4.10%	0.11%	18.30%	11.22%	10.16%	6.81%	0.31%	0.0545%
	週六半尖峰	12.11%	6.44%	33.14%	4.57%	0.11%	19.61%	8.67%	10.96%	4.01%	0.32%	0.0652%
	離峰	11.71%	7.20%	37.72%	3.06%	0.12%	22.31%	2.17%	11.35%	4.02%	0.30%	0.0529%
非夏月小計		11.72%	6.78%	34.11%	3.67%	0.11%	20.21%	6.95%	10.76%	5.32%	0.31%	0.0547%
總計		12.85%	6.24%	33.23%	3.71%	0.09%	19.59%	7.31%	10.53%	6.05%	0.36%	0.0518%

綜合以上統計結果，民國 94 年台電機組與民營電廠之二氧化碳排放量共計 103,477,117 噸，95 年二氧化碳排放量共計 108,411,362 噸，各時段二氧化碳排放量如表 5-22 所示，而各時段之每度二氧化碳排放成本，如同上述之離峰時段之發電機組以燃煤佔比最多，故二氧化碳排放成本也較高，假設每噸二氧化碳價格為 10 美元時，則各時段全系統之平均每度二氧化碳排放成本如圖 5-31 所示，由於 95 年台電及民營電廠之燃煤機組發購電量佔比於夏月週六半尖峰為 42.89%、夏月離峰時段佔比 41.82%，較 94 年之同時段低如表 5-23，差異約在 1% 左右，故此二個時段中，94 年的二氧化碳成本夏月週六半尖峰 0.1833 元/度、夏月離峰 0.1963 元/度比 95 年夏月週六半尖峰 0.1746 元/度、夏月離峰 0.1905 元/度高。

表 5-22 民國 94、95 年台電全系統七時段二氧化碳排放量統計表

單位：噸

季節時段		94年			95年		
		台電火力機組	民營電廠	總計	台電火力機組	民營電廠	總計
夏月	尖峰	5,275,869	2,392,941	7,668,809	5,604,663	2,253,771	7,858,434
	半尖峰	7,663,685	3,237,471	10,901,156	8,126,522	3,060,272	11,186,794
	週六半尖峰	2,359,895	870,013	3,229,908	2,616,593	832,766	3,449,359
	離峰	13,429,190	3,592,155	17,021,346	13,499,477	3,552,896	17,052,373
夏月小計		28,728,639	10,092,580	38,821,219	29,847,255	9,699,705	39,546,960
非夏月	半尖峰	20,512,274	9,080,084	29,592,357	22,488,267	8,551,495	31,039,763
	週六半尖峰	4,295,366	1,601,459	5,896,826	4,425,024	1,536,721	5,961,745
	離峰	23,130,869	6,035,847	29,166,716	25,437,582	6,425,313	31,862,895
非夏月小計		47,938,509	16,717,390	64,655,899	52,350,873	16,513,529	68,864,402
總計		76,667,148	26,809,969	103,477,117	82,198,127	26,213,235	108,411,362



註：二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

圖 5-31 當每噸二氧化碳價格為 10 美元時，民國 94、95 年全系統七時段二氧化碳排放成本統計

表 5-23 民國 94、95 年台電機組及民營電廠之天然氣、燃油、燃煤於全系統之發購電量佔比

季節時段		94年			95年		
		天然氣	燃油	燃煤	天然氣	燃油	燃煤
夏月	尖峰	26.72%	4.59%	37.82%	28.21%	5.52%	37.17%
	半尖峰	24.29%	4.23%	40.21%	25.61%	5.05%	39.74%
	週六半尖峰	23.87%	5.16%	42.89%	22.57%	4.70%	41.82%
	離峰	19.20%	6.07%	49.20%	18.92%	5.84%	48.03%
夏月小計		22.68%	5.14%	43.61%	23.15%	5.44%	42.77%
非夏月	半尖峰	22.12%	4.36%	40.88%	22.97%	6.47%	41.15%
	週六半尖峰	20.90%	5.33%	44.33%	20.88%	6.47%	44.32%
	離峰	15.30%	5.89%	51.16%	14.65%	7.60%	51.81%
非夏月小計		19.13%	5.10%	45.54%	19.16%	6.96%	46.07%
總計		20.45%	5.11%	44.82%	20.65%	6.39%	44.83%



依台電七時段發購電成本分別依發電成本、變動成本及燃料成本，考慮二氧化碳價格對台電各時段含二氧化碳排放成本之發購電成本之影響，台電發購電成本除了台電自發電機組成本外，也包含民營電廠及汽電共生等購電成本。

以發電成本計算時，汽電共生及汽電共生及民營電廠之購電成本含能量電費及容量電費，民國 94 年含二氧化碳排放成本之發購電成本如表 5-24 所示，當每噸二氧化碳價格於 160 美元時，含二氧化碳排放成本之台電七時段發購電成本中，夏月離峰 4.4997 元/度將高於夏月週六半尖峰 4.4967 元/度；每噸二氧化碳價格於 170 美元時，非夏月離峰 4.5703 元/度將高於非夏月週六半尖峰 4.5691 元/度。95 年含二氧化碳排放成本之發購電成本如表 5-25 所示，當每噸二氧化碳價格於 140 美元時，含二氧化碳排放成本之台電七時段發購電成本中，夏月離峰 4.0846 元/度將高於夏月週六半尖峰 4.0749 元/度；每噸二氧化碳價格於 150 美元時，非夏月離峰 4.3548 元/度將高於非夏月週六半尖峰 4.3492 元/度。

表 5-24 民國 94 年台電發購電七時段成本分析表-依發電成本計算

單位：元/度

季節時段	94年台電發購電成本 (不含CO <sub>2</sub> 排放成本)	94年台電發購電成本(含CO <sub>2</sub> 排放成本)					
		20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	30 美元/噸 CO <sub>2</sub>	40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	160 美元/ 噸 CO <sub>2</sub>	170 美元/噸 CO <sub>2</sub>	
夏月	尖峰	1.9396	2.2837	2.4558	2.6278	4.6923	4.8644
	半尖峰	1.6446	1.9918	2.1654	2.3390	4.4224	4.5960
	週六半尖峰	1.5634	1.9301	2.1134	2.2968	4.4967	4.6800
	離峰	1.3597	1.7522	1.9484	2.1447	4.4997	4.6960
夏月小計		1.5832	1.9500	2.1333	2.3167	4.5171	4.7005
非夏月	半尖峰	1.6142	1.9574	2.1290	2.3006	4.3597	4.5313
	週六半尖峰	1.4708	1.8353	2.0175	2.1998	4.3868	4.5691
	離峰	1.2701	1.6584	1.8525	2.0466	4.3761	4.5703
非夏月小計		1.4555	1.8197	2.0018	2.1839	4.3691	4.5512
總計		1.5032	1.8684	2.0509	2.2335	4.4244	4.6070

註:1.依台電機組自發電成本計算，發電成本含營運費、維護費、設備折舊及稅捐等

2.台電機組成本之計算未計入“總管理處及其他單位”及“借款利息”

3.民營電廠及汽電共生含能量電費及容量電費

4.民營電廠二氧化碳排放量分別以九十四年台電天然氣機組之平均二氧化碳排放強度 0.533 公斤/度及台電燃煤機組之平均二氧化碳排放強度 0.919 公斤/度計算

5.二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

表 5-25 民國 95 年台電發購電七時段成本分析表-依發電成本計算

單位：元/度

季節時段	95年台電發購電成本 (不含CO <sub>2</sub> 排放成本)	95年台電發購電成本(含CO <sub>2</sub> 排放成本)					
		20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	30 美元/噸 CO <sub>2</sub>	40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	140 美元/噸 CO <sub>2</sub>	150 美元/噸 CO <sub>2</sub>	
夏 月	尖峰	1.9676	2.3104	2.4818	2.6533	4.3675	4.5389
	半尖峰	1.7609	2.1086	2.2825	2.4563	4.1949	4.3687
	週六半尖峰	1.6308	1.9800	2.1545	2.3291	4.0749	4.2494
	離峰	1.4174	1.7985	1.9890	2.1795	4.0846	4.2751
夏月小計		1.6523	2.0127	2.1929	2.3731	4.1751	4.3554
非 夏 月	半尖峰	1.7240	2.0779	2.2548	2.4318	4.2011	4.3780
	週六半尖峰	1.6003	1.9668	2.1501	2.3333	4.1659	4.3492
	離峰	1.3697	1.7677	1.9667	2.1657	4.1558	4.3548
非夏月小計		1.5590	1.9332	2.1202	2.3073	4.1783	4.3654
總計		1.5938	1.9629	2.1474	2.3319	4.1771	4.3616

- 註:1.依台電機組自發電成本計算，發電成本含營運費、維護費、設備折舊及稅捐等  
 2.台電機組成本之計算未計入“總管理處及其他單位”及“借款利息”  
 3.民營電廠及汽電共生含能量電費及容量電費  
 4.民營電廠二氧化碳排放量分別以九十五年台電天然氣機組之平均二氧化碳排放強度 0.481 公斤/度及台電燃煤機組之平均二氧化碳排放強度 0.939 公斤/度計算  
 5.二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

以變動成本計算時，汽電共生及汽電共生及民營電廠之購電成本僅含能量電費，民國 94 年含二氧化碳排放成本之發購電成本如表 5-26 所示，當每噸二氧化碳價格於 100 美元時，含二氧化碳排放成本之台電七時段發購電成本中，夏月離峰 3.0595 元/度將高於夏月週六半尖峰 3.0511 元/度；每噸二氧化碳價格於 20 美元時，非夏月離峰 1.4791 元/度將高於非夏月週六半尖峰 1.4782 元/度。95 年含二氧化碳排放成本之發購電成本如表 5-27 所示，當每噸二氧化碳價格於 25 美元時，含二氧化碳排放成本之台電七時段發購電成本中，夏月離峰 1.5851 元/度將高於夏月週六半尖峰 1.5817 元/度；每噸二氧化碳價格於 60 美元時，非夏月離峰 2.2560 元/度將高於非夏月週六半尖峰 2.2430 元/度。

表 5-26 民國 94 年台電發購電七時段成本分析表-依變動成本計算

單位：元/度

季節時段	94年台電發 購電成本(不 含CO <sub>2</sub> 排放 成本)	94年台電發購電成本(含CO <sub>2</sub> 排放成本)					
		20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	30 美元/噸 CO <sub>2</sub>	40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	50 美元/噸 CO <sub>2</sub>	100 美元/噸 CO <sub>2</sub>	
夏 月	尖峰	1.4554	1.7995	1.9716	2.1436	2.3157	3.1759
	半尖峰	1.2832	1.6304	1.8040	1.9777	2.1513	3.0193
	週六半尖峰	1.2178	1.5845	1.7678	1.9511	2.1345	3.0511
	離峰	1.0970	1.4895	1.6858	1.8820	2.0783	3.0595
夏月小計		1.2378	1.6045	1.7878	1.9712	2.1546	3.0714
非 夏 月	半尖峰	1.2445	1.5877	1.7593	1.9309	2.1025	2.9605
	週六半尖峰	1.1137	1.4782	1.6605	1.8427	2.0250	2.9362
	離峰	1.0909	1.4791	1.6732	1.8674	2.0615	3.0321
非夏月小計		1.1676	1.5318	1.7139	1.8960	2.0781	2.9886
總計		1.1938	1.5589	1.7415	1.9241	2.1067	3.0195

註:1.依台電機組變動成本計算，變動成本含變動運維費及燃料成本

2.民營電廠及汽電共生不計容量電費

3.民營電廠二氧化碳排放量分別以九十四年台電天然氣機組之平均二氧化碳排放強度 0.533 公斤/度及台電燃煤機組之平均二氧化碳排放強度 0.919 公斤/度計算

4.二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

表 5-27 民國 95 年台電發購電七時段成本分析表-依變動成本計算

單位：元/度

季節時段	95年台電發 購電成本(不 含CO <sub>2</sub> 排放 成本)	95年台電發購電成本(含CO <sub>2</sub> 排放成本)					
		20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	25 美元/噸 CO <sub>2</sub>	30 美元/噸 CO <sub>2</sub>	50 美元/噸 CO <sub>2</sub>	60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	
夏 月	尖峰	1.3591	1.7020	1.7877	1.8734	2.2162	2.3877
	半尖峰	1.2397	1.5875	1.6744	1.7613	2.1090	2.2829
	週六半尖峰	1.1453	1.4944	1.5817	1.6690	2.0182	2.1927
	離峰	1.1088	1.4898	1.5851	1.6803	2.0613	2.2518
夏月小計		1.2028	1.5632	1.6533	1.7434	2.1038	2.2840
非 夏 月	半尖峰	1.2129	1.5667	1.6552	1.7437	2.0975	2.2745
	週六半尖峰	1.1434	1.5099	1.6016	1.6932	2.0597	2.2430
	離峰	1.0620	1.4600	1.5595	1.6590	2.0570	2.2560
非夏月小計		1.1411	1.5153	1.6088	1.7024	2.0766	2.2637
總計		1.1641	1.5332	1.6254	1.7177	2.0867	2.2713

註:1.依台電機組變動成本計算，變動成本含變動運維費及燃料成本

2.民營電廠及汽電共生不計容量電費

3.民營電廠二氧化碳排放量分別以九十五年台電天然氣機組之平均二氧化碳排放強度 0.481 公斤/度及台電燃煤機組之平均二氧化碳排放強度 0.939 公斤/度計算

4.二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

以燃料成本計算時，汽電共生及汽電共生及民營電廠之購電成本僅含能量電費，民國 94 年含二氧化碳排放成本之發購電成本如表 5-28 所示，當每噸二氧化碳價格於 90 美元時，含二氧化碳排放成本之台電七時段發購電成本中，夏月離峰 2.7514 元/度將高於夏月週六半尖峰 2.7504 元/度；每噸二氧化碳價格於 30 美元時，非夏月離峰 1.5537 元/度將高於非夏月週六半尖峰 1.5536 元/度。95 年含二氧化碳排放成本之發購電成本如表 5-29 所示，當每噸二氧化碳價格於 30 美元時，含二氧化碳排放成本之台電七時段發購電成本中，夏月離峰 1.5719 元/度將高於夏月週六半尖峰 1.5643 元/度；每噸二氧化碳價格於 60 美元時，非夏月離峰 2.1438 元/度將高於非夏月週六半尖峰 2.1366 元/度。

表 5-28 民國 94 年台電發購電七時段成本分析表-依燃料成本計算

單位：元/度

季節時段		94年台電發購電成本 (不含CO <sub>2</sub> 排放成本)	94年台電發購電成本(含CO <sub>2</sub> 排放成本)				
			20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	30 美元/噸 CO <sub>2</sub>	40 美元/噸 CO <sub>2</sub>	50 美元/噸 CO <sub>2</sub>	90 美元/噸 CO <sub>2</sub>
夏月	尖峰	1.3571	1.7012	1.8732	2.0452	2.2173	2.9055
	半尖峰	1.1835	1.5307	1.7043	1.8779	2.0515	2.7460
	週六半尖峰	1.1004	1.4671	1.6504	1.8337	2.0170	2.7504
	離峰	0.9851	1.3776	1.5739	1.7701	1.9664	2.7514
夏月小計		1.1319	1.4986	1.6820	1.8653	2.0487	2.7821
非夏月	半尖峰	1.1430	1.4862	1.6578	1.8294	2.0010	2.6874
	週六半尖峰	1.0068	1.3713	1.5536	1.7358	1.9181	2.6471
	離峰	0.9713	1.3596	1.5537	1.7478	1.9419	2.7184
非夏月小計		1.0579	1.4221	1.6042	1.7863	1.9684	2.6968
總計		1.0855	1.4507	1.6333	1.8158	1.9984	2.7287

註:1.依台電機組燃料成本計算

2.民營電廠及汽電共生不計容量電費

3.民營電廠二氧化碳排放量分別以九十四年台電天然氣機組之平均二氧化碳排放強度 0.533 公斤/度及台電燃煤機組之平均二氧化碳排放強度 0.919 公斤/度計算

4.二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

表 5-29 民國 95 年台電發購電七時段成本分析表-依燃料成本計算

單位：元/度

季節時段	95年台電發 購電成本 (不含CO <sub>2</sub> 排 放成本)	95年台電發購電成本(含CO <sub>2</sub> 排放成本)					
		20 美元/噸 CO <sub>2</sub>	25 美元/噸 CO <sub>2</sub>	30 美元/噸 CO <sub>2</sub>	50 美元/噸 CO <sub>2</sub>	60 美元/噸 CO <sub>2</sub>	
夏 月	尖峰	1.2635	1.6063	1.6920	1.7778	2.1206	2.2920
	半尖峰	1.1424	1.4901	1.5771	1.6640	2.0117	2.1855
	週六半尖峰	1.0406	1.3898	1.4770	1.5643	1.9135	2.0881
	離峰	1.0004	1.3814	1.4766	1.5719	1.9529	2.1434
夏月小計		1.1006	1.4610	1.5511	1.6412	2.0016	2.1818
非 夏 月	半尖峰	1.1131	1.4669	1.5554	1.6439	1.9977	2.1747
	週六半尖峰	1.0371	1.4036	1.4952	1.5869	1.9534	2.1366
	離峰	0.9498	1.3478	1.4473	1.5468	1.9448	2.1438
非夏月小計		1.0353	1.4095	1.5031	1.5966	1.9708	2.1579
總計		1.0597	1.4288	1.5210	1.6133	1.9823	2.1668

註:1.依台電機組燃料成本計算

2.民營電廠及汽電共生不計容量電費

3.民營電廠二氧化碳排放量分別以九十五年台電天然氣機組之平均二氧化碳排放強度 0.481 公  
斤/度及台電燃煤機組之平均二氧化碳排放強度 0.939 公斤/度計算

4.二氧化碳價格以美金為單位，與台幣匯率比值為 1:32.5

## 第6章 結論與建議

### 第1節 結論

#### 1. 朝向資訊與知識經濟並兼顧能源、經濟和環境之永續發展

能源經濟模型可以針對溫室氣體減量之未來許多不確性因素，進行整體能源組合、科技組合和政策組合之能源、經濟與環境分析、以提供國家級政策策略之輔助決策工具。在此次研習中，GHG-CAM 模型係屬投資決策財務具體之分析模型，主要考量生質能混燒、熱效率改善、森林碳匯、新風力發電、新太陽能發電、能源節約、新生質能發電，以及降低甲烷等技術，至於 MiniCAM 與 MERGE 等模型則屬考量氣候變化之整合性評估模型(IAMs)。

#### 2. 實現永續發展的社會，低碳或無碳為最大關鍵

本世紀末初級能源耗用預估達目前 3~4 倍，二氧化碳輻射強度(排放濃度)大幅增加(遠高於非二氧化碳排放之溫室氣體)未來將朝向低碳和遠離傳統石油轉型，但化石燃料仍為主要能源，在此情況下，需要大幅降低目前之二氧化碳排放濃度，亦即需要徹底改變人類應用能源之生產與生活模式，宜朝向一個考量整體碳循環及其生命週期下符合能源成本效益之適應性管理經營模式。

#### 3. 研發投資技術生命週期之科技技術組合

雖然沒有任何單一技術可以有效解決溫室氣體減量問題，畢竟科技發展是需要考量研發技術生命週期技術組合並搭配適當之政策組合，若將二氧化碳減量以 2050 年來看，以 CCS 和核能發展最具效果；未來人類社會攸關經濟與和社會發展，科技發展(包括用戶端能源效率、再生能源、進步型輕水式核能反應爐、進步型燃煤電廠、二氧化碳捕捉與儲存、充電混合型電動車、分散型發電廠等)、能源應用和土地利用均宜朝向有效碳資產管理之發展方向，而其基本法則係立基於具生產力之有形資產管理和具知識密度之無形資產管理(包括能源、經濟與環境模型分析)。

#### 4. 核能為不可缺的基礎能源

實際上由於近年來油價飆漲及京都議定書生效各國的核能已有調整跡象，如美國布希總統在 2005 年 8 月 9 日簽署之能源法案，即授權未來興建

一座核能電廠；在現階段不能排除擴大核能發電減少溫室氣體排放。

#### 5. 電力部門去碳化之目標

人類除積極發展科技外，需要更積極之政策作為以穩定控制二氧化碳排放濃度，基此，美國 CCSP 控制 2100 年在 450ppmv、550ppmv、650ppmv 和 750ppmv 為四種可能之發展情境，針對電力部門而言，以 450ppmv 和 550ppmv 可達成電力部門去碳化之目標。CCSP 之模型架構、模擬過程與呈現方式值得我們學習，未來可考慮加強合作關係。

6. 必須透過多種方式以及政府之支持或政策性補助，以擴大再生能源之利用。

7. 為兼顧經濟發展、能源安全與環保 3E 的課題，先進國家電業溫室氣體減量採行 3S 的策略可供參考：

- (1)能源供應的安全：使能源來源多樣化並尋求最佳組合；
- (2)持續性解決全球的環境問題;徹底推動節能；
- (3)以及能源市場的穩定性；並尋求國際協調、合作。

## 第2節 溫室氣體減量措施相關說明

### 一、降低二氧化碳排放總體方向

#### 1. 改善效率對抗氣候變遷

- 降低 GHG 排放濃度以緩和氣候變遷，需聚焦於 Supply-Side 及 Demand-Side 方法。
- 提升上述 Supply-Side 及 Demand-Side 效率是現階段降低 CO<sub>2</sub> 排放最節省成本的方法（與捕捉及儲存相比）。

#### 2. 履行再生能源及分散式能源承諾

- 改善風能預測方法（風速、風向、風量；預測能力：Wind Flow 模型、統計方法、Wind Tunnel Test）
- NaS (sodium-sulfur battery)：1~7.2MW，降低饋線尖峰負載、後備電力、降低消費者用電支出
- DER：小型發電機組用於住宅及商業區塊，低碳及高效率

#### 3. 支持核能擴充

#### 4. 降低電廠二氧化碳排放

- USPC (Ultra-Supercritical Pulverized Coal) 超超臨界燃煤機組：Post Combustion
  - 高溫高壓：美國能源部等單位贊助，EPRI 主導測試更先進合金供鍋爐製造用及投資更先進汽機材質以配合 700°C 高溫；效率初期可達 46%，將來有可能達到 55%（註：目前本公司規劃超臨界新機組效率為 42.3% 主蒸汽壓力 3495psig 246 kg/c m<sup>2</sup> G；主蒸汽再熱蒸汽溫度 566/593°C）
- IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)：Befor Combustion
- 超臨界循環流體化床
  - 註：天然氣複循環高效率（比超臨界燃煤機組高）衝擊 Supply Side，但因高價格（遠高於煤）少有調度機會。

### 二、美國及國內政府部門做法



## 1、美國政府部門做法

### (1)美國溫室氣體自願減量申報計劃

- 實施依據：1992 年能源政策法
- 實施範圍：國家層級與全國
- 實施狀況：1994 開始實施目前實施中
- 實施部門：電力供應住商工業森林農業
- 權責單位：美國能源部能源資訊局(EIA)

(2)2000 年開始，美國環保署與天然氣產業簽署自願協議，降低甲烷氣排放。

(3)2002 年開始，美國環保署與新澤西州環保局共同簽署電業的自願性協議，希望從州內的火力電廠降低 15%CO<sub>2</sub> 排放。

(4)立法部門的努力：美國參議院 109th S1153 法案---聯邦財務獎勵（配置先進燃煤發電機組科技）

- IGCC 與 Advanced Coal-based gen.：新機組；提升既有機組能力；天然氣複循環機組改為燃煤機組。
- 10 個會計年度；<10000MW (IGCC：5000MW；其它先進燃煤機組：5000MW)
- 條件：830Btu/kWh(40%效率 HHV)、SO<sub>2</sub> 99%移除率、NO<sub>x</sub> 0.071bs/MMBtu、PM 0.0151bs/MMBtu、Hg 90%移除率

## 2、國內政府部門做法

### (1)經濟部

- 1998 年選定鋼鐵、石化、水泥、人纖等五大產業，作為推動節能之示範產業。
- 2005 年 12 月與全國工業總會及鋼鐵、石化、造紙、水泥、人纖、棉布印染等產業公會簽署「產業節約能源與二氧化碳減量自願協議書」，以 2004 年為基準，預定 2008 年達成節能 139 萬公秉油當量，降低 402 萬公噸 CO<sub>2</sub> 排放量的具體目標。
- 2006 年經濟部能源局開始推動能產業溫室氣體盤查與自願減

量計畫，盤查廠家 40 家，自願性減量計畫 6 個。

## (2) 環保署

- 2004 年推動 ISO-14064 溫室氣體盤查、驗證規範的輔導試行計畫，包括產業、住商、交通部門。
- 2004 年 8 月與台灣薄膜電晶體液晶顯示器產業協會簽署全氟化物自願排放減量合作備忘錄尋找較不具危害性的替代品等措施。
- 2005 年 7 月與台灣半導體產業協會簽訂全氟化物排放量降至 1997 年與 1999 年兩年平均值(0.73 百萬公噸碳當量)作為減量目標。

## (3) 台電公司

- 本公司 2007 年已配合能源局自願二氧化碳減量計畫：
  - ① 提升效率：協和、林口、大林
  - ② 無碳能源：風力發電
  - ③ 低碳能源：天然氣發電

註：國內溫室氣體減量法草案尚未立法完成。

## 三、EPRI 熱耗率改善計畫

### 1、美國電力研究所(EPRI)-GHG CAM 熱耗率改善 3%之假設

#### (1) 假設

- 期間 2005~2009 年
- 改善容量 414MW(改善成本 40\$/kw)
- 70%容量因量
- 熱耗率 10,475 降至 10,161(Btu/kWh)
- 二氧化碳排放 2,221 降至 2,154(1b/MWh)

#### (2) 達成目標之做法

- 鍋爐績效最佳化
- 降低鍋爐爐管積灰

- 降低汽機葉片腐蝕
- 增加績效監視及控制軟體以維機組在最佳狀況

## 2、PROGRAM 71 熱耗率改善 1%說明：

### (1)目標

- 在最低成本、風險及運轉、可用率衝擊之下達到 NO<sub>x</sub> 承諾
- 分析燃燒與燃料(可靠度、績效)：火側腐蝕、結渣、積灰
- 發展實用、節省成本科技以因應未來 NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub> 規劃
- 改善熱耗率
- 燃料品質考量

### (2)PROGRAM 71 架構

- Low NO<sub>x</sub> Operation
  - ① Combustion Tuning
  - ② Coal /Air Balancing
  - ③ Post Combustion
- Combustion Performance
  - ① Fireside Corrosion
  - ② Heat Rate
  - ③ Fuel Quality
- Hg、Particulate、SO<sub>2</sub>、SO<sub>3</sub>、CO<sub>2</sub>

### 第3節 對政府及相關部門建議

#### 一、對政府及能源部門建議

- 為正確反應能源市場價格訊號並提高能源使用效率，及降低二氧化碳排放，政府宜及早積極進行能源價格政策合理化。
- 立法院宜儘速通過「溫室氣體減量法」，明定溫室氣體減量目標，其減量目標應兼顧我國之經濟發展、能源安全與環保 3E 原則。
- 政府宜訂定符合永續發展且兼具效率與公平之明確產業發展政策，並重新考量在能源耗竭缺乏、燃料未來發展之未來情境下，重新檢討非核家園政策及其角色定位；並鼓勵企業界及早因應，大力提高其產業及產品的能源生產力，俾利增進其競爭力並以避免未來可能發生的國際貿易制裁風險。
- 重新檢討能源稅和再生能源發展條例之 CO2 減量政策效果(再生能源應由課徵化石燃料稅來塑造其具成本效益和環境永續之有利發展環境)。
- 考量溫室氣體減量之整體碳循環下重新檢討國土規劃政策、農業政策和林業政策。
- 發展兼具能源效率和負載管理功能之 Plug-in 油電混合車。
- 美國能源部 (DOE) 支持贊助之氣候變化科學計畫 (CCSP)，分別由：MIT 發展之 IGSM 模型、EPRI 發展之 MERGE 模型，以及馬里蘭大學太平洋西北國家研究室所發展之 MiniCAM 模型，我國似亦應由能源局支持發展國家整體 IAM 模型。

#### 二、對台電公司之建議

##### 1. 二氧化碳減量策略與碳資產管理

- 本公司宜將二氧化碳碳資產管理訂為公司長期經營策略，以朝向永續發展方向，並考量以實質選擇權方法評估各種二氧化碳減量計畫之成本效益及其資產管理價值，考量參與國際排放權交易與 CDM 減量計畫相對於國內自行減量之相對選擇，據以進行投資決策，進而落實環境會計。

## 2. 長期電源開發規劃

- 我國自產能源極為貧乏，再生能源無法支應經濟發展所需之電力，燃煤發電仍將為未來發電主力，故宜參與國外有關 IGCC、超超臨界發電技術及 CCS 等的研發工作；又就我國而言，欲有效地抑低發電產生的二氧化碳必需致力二氧化碳儲存技術的研發，尤其是海床儲存技術。
- 隨著石油的日益耗竭，未來將為氫經濟的社會，尤其是在交通運輸方面；惟氫能的製造生產將耗用大量的電能或熱，故未來宜引進高溫氣冷式反應爐核能發電技術（High-Temperature Gas-cooled Reactors, HTGR）；此外，HTGR 尚可以結合其他產業發展，如石化燃料及海水淡化等產業，進而減少此等耗能產業二氧化碳的排放。
- 考慮鈾礦的蘊藏量亦極為有限，故用過核燃料的回收，再製，循環使用將為未來發展核能的重點項目之一。
- 澎湖離島等風力的蘊藏量極為豐富，而澎湖地區的用電量相對有限；為有效運用此一天然資源，抑低發電部門二氧化碳的排放量，除宜建造台灣-澎湖間的海底電纜外，亦應提昇強化台灣本島的輸電系統；或未來直接在澎湖地區發展氫能製造產業，並將氫能及燃料電池製造列為我國產業發展的重點項目之一。

## 3. 發電調度與運轉維護

- EPRI & CURC(Coal Utilization Research Council)均將 IGCC&USPC(Ultra-Supercritical Pulverized Coal)機組，視為是降低 CO<sub>2</sub> 排放之最重要科技發展，不久之將來勢必成為發電業主力，本公司宜密切掌握發展動態並於適當適時機列入電源開發計劃。
- 鑑於風力之較難預測，且本島風力機組裝置容量逐年增加，本公司宜加強風能預測方法(風速、風向、風量)以利精準進行調度作業。
- 高效率=低排放，既有機組改善效率，是現階段降低 CO<sub>2</sub> 排放最節省成本的方法，本公司宜繼續加緊進行，包括以下重點工作：
  - ▲ 持續改善鍋爐燃燒績效。

- ▲ 繼續評估老舊機組更換高效率汽機轉子之時機。
- ▲ 繼續評估老舊複循環機組氣渦輪機主要配件升級之可行性。
- ▲ 適時將效率較低之馬達(尤其是大型輔機)更換為高效率馬達，以節省廠內動力消耗。
- ▲ 老舊設備汰舊換新。
- ▲ 機組增設高階程序控制系統。
- ▲ 持續加強執行節約能源措施。

#### 4. 電力研究發展

- 宜兼顧考量技術生命週期路徑：研究、發展、實證、實用和成熟技術之研發資金需求，朝向高效率、低碳之最適技術投資組合(portfolio)，包括：
  - ▲ 住商和工業部門之終端能源使用效率。
  - ▲ 具成本效益和環境永續之再生能源(不具成本效益者保持研究關注)。
  - ▲ 維持既有核電之安全、廢料處理、管制機制和社會接受性之有效風險管理，並朝向未來第三、四代核反應器方向發展。
  - ▲ 改善燃煤效率 2030 年達 50%(含 CCS)為目標。
  - ▲ 朝向 2020 年採用靠近最新燃煤發電之二氧化碳補捉和儲存技術。
  - ▲ 推動國內 Plug-in 油電混合車之發展。
  - ▲ 2030 年朝向分散型能源佔 5%為目標方向發展。

#### 5. 能源經濟模型

- 國外對於 CO<sub>2</sub> 減量之相關議題，已將電力部門之 CCS 技術、提昇各型機組效率、新型火力發電、新型核能發電、新能源、油電混合車節約能源與電器用品效能提昇等進行研究與分析；台電應儘早在 CO<sub>2</sub> 減量下，搜集與建立國外上述相關因素之成本與發展趨勢，以

利將來建立 CO<sub>2</sub> 減量經濟分析模式之應用。

- 其中能源經濟分析模型考量因素，主要包括：
  - ▲ CO<sub>2</sub> 排放價格
  - ▲ 各燃料將來價格預測
  - ▲ CCS 技術之成本
  - ▲ 機組效率提昇與 CO<sub>2</sub> 減量成本分析
  - ▲ 新核能發電之成本
  - ▲ 新能源之發電成本與 CO<sub>2</sub> 減量效率。
  - ▲ 油電混合車對於電力需求影響與 CO<sub>2</sub> 減量成效。
  - ▲ 負載端效能之提昇(節能與負載管理)
- 短期應用 GHG-CAM 模型分析本公司可能採用之 CO<sub>2</sub> 減量計畫方案之成本效益及碳資產管理價值，中期與 EPRI 洽談引進 MERGE 模型之可行性，長期則考量 MINI-CAM 技術移轉之可行性。

## 參考文獻

- CCSP , SAP 2.1A(2007) , 「 Scenarios of Greenhouse Gas Emissions and Atmospheric Concentrations 」 .
- EPRI(2007) , 「 The Power to Reduce CO2 Emissions-The Full Portfolio 」 .
- EPRI(2007) , 「 The Potential Role of Nuclear Energy in Addressing Climate Chage 」 .
- James and Marshall(2007) , 「 Briefing on the Potential Large-Scale Commercial Deployment of Carbon Dioxide Capture and Storage Technologies for Taiwan Power Company 」 , EPRI.
- Leon Clarke(2007) , 「 The Value of End-Use Efficiency Technology 」 , GTSP.
- Leon Clarke(2007) , 「 Transition Scenarios 」 , GTSP.
- Leon Clarke(2007) , 「 A View form the Global Energy Technology Strategy Program 」 , GTSP.
- Sonny Kim(2007) , 「 Preliminary Analysis of Plug-In Hybrid Electric Vehicles(PHEV) Using Objects-MiniCAM 」 .
- GTSP(2007) , 「 Overview of Objects MiniCAM 」 .
- 美國電力研究所(Electric Power Research Institute , EPRI)
- 網址 : <http://www.epri.org>
- 美國馬里蘭大學全球氣候變遷研究中心(The Joint Global Change Research Institute,JGCRI) 網址 : <http://www.globalchange.umd.edu/>
- 美國麻省理工全球系統整合模式(The MIT Integrated Global System Model, IGSM) 網址 : <http://web.mit.edu/globalchange/www/if.html>



## 附錄：EPRI 簡報資料