

出國報告(出國類別：實習)

實習「台灣能源、經濟、環境 3E模型」

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：洪紹平/綜研所電經室主任、
鍾輝乾/電源開發處組長、
洪育民/綜合研究所企控師、
郭婷瑋/綜合研究所企控師

派赴國家：法國

出國期間：100年10月01日至10月12日

報告日期：100年11月28日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：實習「台灣能源、經濟、環境3E模型」

頁數 68 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/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

洪紹平/台灣電力公司/綜合研究所 /主任/(02)2360-1250

鍾輝乾/台灣電力公司/電源開發處 /組長/(02)2366-6872

洪育民/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)2360-1256

郭婷瑋/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)2360-1252

出國類別：1 考察 2 進修3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：民國 100 年 10 月 1 日至 100 年 10 月 12 日 出國地區：法國

報告日期：民國 100 年 11 月 28 日

分類號/目

關鍵詞：溫室氣體排放交易（GHG emission trading）、再生能源(renewable energy)、自身價格彈性（own-price elasticity）、世界能源展望(world energy outlook)、福島核災（Fukushima disaster）

內容摘要：（二百至三百字）

2011 年排放交易研討會的議題，包括:擴大與新設的市場機制、國家適當減緩行動(NAMAs)與部門別額度、監測、報告、查證(MRV)與國際溫室氣體計算、次佳的交易制度等。與會代表認為碳權需求量不足將導致未來十年碳價處於低檔狀況，除非有更多對供應量的限制，或降低全球溫度上升目標至 1.5 度，方有

助於碳市場的發展，CDM 可透過基線標準化、部門別、方案型等方式進行擴展。

無論風力或陽光發電，都會提高「快速電源」如需求反應與燃氣機組的需求。另一種解決方案為儲能設備，可提供能量、容量和輔助服務，因此能夠平衡風力與光電的間斷式出力，增加風機/光電設備的容量價值、提高輸電設備使用效率以及整體的經濟效率。

由於一般均衡模型是比較靜態模型，故較適於探討各種減碳政策對經濟均衡狀態之衝擊影響，不僅適用於多部門多產業之長期市場一般均衡分析，亦可做可做多國或多區域之分析，更適用於經濟體系內細部之分析。

依 WEO2011 估計，電力部門是減排潛能最大的部門，藉由燃料轉換、機組效率提昇及節約用電等措施，至 2035 年的累積減排量可達 99.0Gt，等於所有部門減量總和的 2/3。

目前電力批發市場的設計阻礙投資者投資初期建廠成本高，營運成本低的發電技術，使得市場無法獲取最適的低碳發電結構。故政策有必要訂定目標的手段去確保低碳發電技術的成本回收，抑採取電力市場改革方式。

歐盟碳排放交易機制第二階段（2008-2012）因受到金融風暴影響，溫室氣體排放亦隨之降低，故對碳權需求不像以往積極，對碳價形成下跌壓力，預期第三階段仍將維持碳價下跌壓力，電力部門仍將是碳權最大需求部門。

福島核災發生後，法國政府要求 EDF 深入檢討核能電廠的設計。其分析顯示 EDF 的核電設施皆處於良好的安全水準，補強措施亦已提送給 ASN，以持續不斷提昇電廠的安全水準。無論是既有或新核電廠都將吸取全球各地電廠的經驗回饋，並由各地發生的事故中學習應變之道。

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

目錄

壹、	出國目的與行程.....	1
貳、	2011.10.3-4 第 11 屆溫室氣體排放交易工作小組年會.....	2
參、	2011.10.5 TPRI-EPRI Team meeting(I) 用戶對電價變動之反應－電力價格彈性.....	9
肆、	2011.10.5 TPRI-EPRI Team meeting(II) 再生能源配比政策帶來的挑戰.....	14
伍、	2011.10.5 TPRI-EPRI Team meeting(III) 台灣 REGEN 模型.....	22
陸、	2011.10.6 IEA (I) World Energy Outlook 2011.....	31
柒、	2011.10.6 IEA (II) 低碳化下的電力市場設計	37
捌、	2011.10.6 IEA (III) 結合政策工具之最小成本氣候減緩策略.....	45
玖、	2011.10.7 BlueNext	53
壹拾、	2011.10.10 EDF(法國電力公司).....	59
壹拾壹、	心得與建議.....	錯誤! 尚未定義書籤。

壹、出國目的與行程

行政院於 2008 年 6 月 5 日公布「永續能源政策綱領」，為確保能源供給穩定及推動節能減碳，我國能源發展規劃主要考量以下三個面向：能源面－確保能源供給穩定；環境面－溫室氣體減量之低碳發展；經濟面－維持產業競爭力及可負擔之能源價格。此為中、長期能源發展規劃願景，惟減碳目標的達成將是一艱鉅的挑戰，其中因電力部門所排放的二氧化碳占全國總排放量超過一半以上，故全國減碳目標能否達成，電力部門將扮演一重要之角色。因此，如何建構同時考量能源、經濟、環境三個面向之「台灣能源、經濟、環境 3E 模型」將愈形重要。

美國電力研究院（EPRI）103 計劃－溫室氣體減量選擇方案，提供決策者檢視電力公司各類溫室氣體減量計畫之成本、可行性、成效與風險，據以規劃相關投資決策與經營策略。去年進行之「台灣電力部門 CO₂ 減量模型」，主要分析減碳政策對電力部門成本與溫室氣體排放量影響，以及未來可能之碳權交易需求。今年則將自美國電力研究院引進 REGEN 一般均衡模型，加入經濟面之考量，構建「台灣能源、經濟、環境 3E 模型」，進一步分析減量政策、能源價格、減碳技術對電力需求及總體經濟之影響，俾作為公司決策之參考。

鑑於溫室氣體減量與排放交易相關議題對台電公司至關重要，擬先參加 EPRI、IEA（國際能源總署）及 IETA（國際碳排放交易協會）聯合主辦「第 11 屆溫室氣體排放交易研討會」，瞭解國際溫室氣體排放交易與抵換之最新發展情勢，其後針對台灣能源、經濟、環境 3E 模型，與 EPRI 進行討論交流，並觀摩包括 IEA 等能源與電力相關研究機構及法國電力公司(EDF)，瞭解低碳電源開發規劃及節能減碳技術與措施之相關作法。

赴法國實習「台灣能源、經濟、環境 3E 模型」行程

日期	工作內容
10/1 (六) -10/2 (日)	台北→荷蘭阿姆斯特丹→法國巴黎
10/3 (一) -10/4 (二)	參加「第 11 屆溫室氣體排放交易研討會」
10/5 (三)	實習「台灣能源、經濟、環境 3E 模型」
10/6 (四)	觀摩 IEA 之 world energy outlook 編輯小組 氣候變遷小組
10/7 (五)	觀摩法國 BlueNext 碳交易所
10/10 (一)	觀摩法國電力公司 (EDF)
10/11 (二) -10/12 (三)	巴黎→阿姆斯特丹→台北

貳、2011.10.3-4 第 11 屆溫室氣體排放交易工作小組年會

自 2000 年以來，IEA-IETA-EPRI 排放交易研討會每年皆在 IEA 總部舉辦，會議旨在探討世界各地之國際、國家以及地方層級的排放交易制度之發展。2011 年研討會的議題，包括：擴大與新設的市場機制、國家適當減緩行動(NAMAs)與部門別額度、監測、報告、查證(MRV)與國際溫室氣體計算、次佳的交易制度等。

本年年會係於 2011 年 10 月 3、4 日舉行，除開閉幕會外，共分 7 個議題討論。

一、第一分組：區域圓桌會議(Regional Roundtable)

本分組討論議題主要是著重在國家及區域的溫室氣體 (GHG) 市場發展的情形介紹，主講者共有 5 位，分別來自加州、中國大陸、台灣、智利及澳大利亞等國。

加州立法訂定減量目標，於 2020 年回到 1990 年排放水準，2013-14 年電廠 (>25,000 噸/年) 及工廠(>25,000 噸/年)將納入排放交易制度，2015-2020 年擴展到小型工廠、住商及運輸之燃料使用。

中國大陸碳交易所目前以 CERs 為主，2013 年開始試行地區交易之後，CERs 可能轉向國內使用，以因應未來歐盟全面排除中國大陸 CERs 之可能性。

智利參與世界銀行 Partnership for Market Readiness (PMR)，正在研究國內排放交易制度，可能先管制工業、礦業及電力部門，其他部門(運輸、農業、林業等)可提供國內抵換。

澳洲減量目標為 2020 年較 2000 年減少 5%，預計 2013-2015 實施碳稅，2015 年 7 月 1 日啓動排放交易，管制電力、工業、廢棄物、運輸燃料等部門。

有提供書面資料之講者及主題摘如下：

- “California Climate Program”, California Michael Gibbs, Deputy Secretary for Climate Change, California Environmental Protection Agency (California)
- “Plans for Emission Trading in Chinese Taipei”, Robert Shih, General Manager, YC Consultants Ltd. (Chinese Taipei)
- “GHG Market Mechanisms / The perspective of a Cap & Trade in Chile”, Ignacio Chile Ignacio Fernández, Ministry of Energy, Chile
- “Australia’s Emissions Trading Scheme”, Senior Vice President, Power and Environmental Policies, Alstom Power (Australia)

二、 第二分組：區域碳市場及國際接軌的演變(Evolution of Regional Carbon Markets and International Linkages)

此一分組之討論議題著重在發展國家級以下的次級市場及其與國際接軌的發展情形，包括：加州新的溫室氣體管制及交易制度、演進中 REDD (減少毀林及森林退化造成的溫室氣體排放，Reduction in Emission from Deforestation and Forest Degradation) 的部門別抵換計畫、歐盟碳交易市場及美國區域溫室氣體倡議(RGGI) 等交易市場間的聯接；北美西部氣候倡議(WCI)的發展及其與加州及 RGGI 碳管制及交易制度等聯結的可能性；以城市為主體採行市場交易機制，以抑制氣候變遷的發展趨勢。

美國東北部 RGGI 排放交易管制 25MW 以上電廠，2009-2014 年總量訂為 188 百萬噸，2015-2018 年每年減少 2.5%，正在考量與其他美國可能發展的區域性制度(西部及中西部)進行連接。

日本東京都每年排放量 6.3 千萬噸，主要來自於住商與運輸部門，2010 年啓動排放交易制度，管制 1,000 棟商業建築物與 300 個工業設施，減量目標為 2020 年較 2000 年減少 25%，未來將擴展到大京都地區。

歐盟碳交易市場(EUA, CER)佔全球市場之 97%，目前透過 International Carbon Action Partnership(ICAP)與其他國家/區域探討制度連接之可行性，2013 年開始限制 CERs 來源，僅無條件接受低度開發中國家碳權。

參與本項議題的主講者共有 5 位，有提供書面資料之講者及主題摘如下：

- “Progress on Market Linkages”, Justin Johnson, Deputy Commissioner, Vermont Agency of Natural Resources; Member, Board of Directors, RGGI
- “CLIMAEvolution of Regional Carbon Markets and International Linkages”, Vicky Pollard, Policy Officer, European and International Carbon Markets, Directorate General for Climate Action, European Commission

三、 第三分組：碳市場的發展(Carbon Market Development)

此一分組討論之議題乃在探討近期碳市場發展情形，且是聚焦在既有及新政策之間相互關係；資金(包括清潔發展機制(CDM)擴大與改革)如何融入在演變中的市場架構裡，及預期未來全球供需市場處於平衡的環境中。討論的重點包括未來 CDM 的發展、未來潛在可資利用的技術、與 HFC 及氮氧化物及再生能源開發計畫等有關的議題，及讓 CDM 持續向前推展所應有的作為等。

CERs 交易價格過低與國際政策不確定性帶給計畫開發者許多挑戰，開發新 CDM 計畫之意願不高，現階段主要趕在 2012 年底進行登錄，才可以 2013 之後在歐盟市場交易。

碳權需求量不足將導致未來十年碳價處於低檔狀況，除非有更多對供應量的限制，因此已有提議成立中央碳銀行(Central Carbon Bank)來進行管制，類似中央銀行在貨幣市場的角色。

雖然市場不確定性高，仍然有碳基金針對後 2012 年 CDM 計畫進行投資，目前全球共計 28 億美元基金。亞洲地區(中國大陸、日韓、紐澳、東南亞等)將成爲碳市場發展的重點。

參與本項議題的主講者共有 5 位，有提供書面資料之講者及主題摘如下：

- “Challenges Integrating California’s Cap-and-Trade Program with Broad Carbon Markets”, Frank Harris, Manager of Corporate Environmental Policy, Southern California Edison
- “Are we ready for phase 3?”, Claire Dufour, Business Development Director, NYSE Blue

四、第四分組：新穎的國際融資機制—用以推促「規模放大(Scaling Up)」、「國家適當減緩行動(NAMAs)」及部門爲基礎的減碳方案

此一分組討論之重點在探討新的國際融資機制，該機制是專門用以融資給執行 NAMAs 計畫及新興的部門別減碳計畫等，以達到放大溫室氣體減量成效之目的。重點則是放在新的融資工具，如綠色 NAMA 公債、主導投資在 REDD 的融資工具、聯合國綠色氣變遷基金及發掘國際雙邊融資機構所擔任的角色等。

Climate Bond Initiative 提議利用氣候債券來補助未來全球溫室氣體減量所需要的龐大資金，以綠能低碳資產吸引大型投資人。

哥本哈根協定承諾在 2020 年前達到每年 1000 億美元資金以資助開發中國家之需求，大部分必須來自於私部門(氣候相關投資、碳市場、開發銀行等)。

至少 51 個開發中國家已研擬減量目標，NAMAs 將成爲開發中國家擴大國內減量的主要動力，並將其納入國家發展策略，但重點還是需要融資方能實施減量方案。

參與本項議題的主講者共有 5 位，有提供書面資料之講者及主題摘如下：

- “Environmental Fixed Income”, Sean Kidney, Chair, Chairman and Co-founder, Climate Bonds Initiative
- “INTERNATIONAL FINANCE MECHANISMS TO FACILITATE SCALING UP”, NAMAS AND SECTOR-BASED PROGRAMMES “, Joëlle Chassard, Manager, Carbon Finance Unit, World Bank
- “Low-carbon Development and Carbon Finance at the IDB”, Maria Netto, Climate Change Specialist, Inter-American Development Bank

五、 第五分組：達成減碳目標次佳交易方案的角色(Role of “2nd Best trading Programmes to Achieve Carbon Mitigation)

此一分組的討論重點乃在探討以市場交易為基礎的次佳交易機制，該交易機制的設計主要是用以達成其他有關環境保護及能源政策目標，也包括提供投資在氣候減緩技術方面的誘因機制。討論重點將聚焦在潛在的利益及仰賴政策，如再生能源的認證、再生能源配比義務、達成減緩氣候變遷的能源使用效率的認證，及其等政策與既有與發展中碳市場間的交互影響等無效率面。

IEA 再生能源技術部署 計畫於 2005 年成立，主要評估如何整合 CDM/JI 市場與再生能源政策，並克服可能產生的障礙。CDM 碳權收入仍然無法補償再生能源與化石能源的價差，必須由其他再生能源政策補貼，在開發中國家進行基線計算與監測仍有技術障礙，另再生能源標準或目標也可能影響 CDM 計畫的外加性。

依據 EPRI 研究，排放交易仍然是最具成本有效性的減量方案，以排放強度為主的清潔能源標準(CES)居次，而再生能源標準(RES)則位於第三。

參與本項議題的主講者共有 4 位，講者及主題摘如下：

- “Interactions between supplementary policies and emissions trading systems”, Christina Hood, Climate Policy Analyst, International Energy Agency (IEA)

- “Linking renewables promotion policies with international carbon trading”, Konrad Raeschke-Kessler, Emission Reduction Projects, German Emissions Trading Authority, Federal Environment Authority
- “How Bad is Second Best? An Initial Comparison of Trading Approaches to Achieve Carbon Mitigation”, Vic Niemeyer, Technical Executive, EPRI
- “Role of 2nd Best Trading Programs to Achieve Carbon Mitigations”, Josh Hale, Fuel Procurement Manager, Southern Company

六、第六分組—量測、報告及驗證(measurement, reporting and verification , MRV)及國際溫室氣會計帳

此一分組討論乃在強調在發展中國際氣候變遷策略的環境下，目前 MRV 與整合後的氣候減緩行動有關的方法，而這些方法將被用以執行”由上而下”及”由下而上”的氣候減緩承諾。討論內容包括國際協商時 MRV 所扮演的角色、完成 NAMAS 會計帳確認與 MRV 的聯合角色、會計帳標準的多樣性及如何將自願性市場下的 MRV 與演變中的碳市場予以整合。

如何將國際監測機制從京都議定書之強制性模式，套用或修正為自願承諾下的 MRV，以及開發中國家 NAMAs 額度如何計算與追蹤，將是未來談判要決定的重點之一。不同的減量目標，如碳中和、相對 BAU、排放強度、方案與部門別減量等，可能需要使用不同的 MRV 機制，未來如何整合將是一個挑戰。

參與本項議題的主講者共有 4 位，講者及主題摘如下：

- “Managing and tracking international GHG units after 2012”, Andrew Prag, Climate Change Policy Analyst, Environment Directorate, Organisation of Economic Cooperation and Development (OECD)
- “Observations on the current status of GHG MRV?”, Michael Gillenwater, Executive Director and Dean, Greenhouse Gas Management Institute (GHGMI); and Lecturer, Princeton University, Science, Technology and Environmental Policy Program

- “MRV and International GHG Accounting”, Richard Gledhill, Global Leader, Climate Change and Carbon Market Services, Pricewaterhouse Coopers LLP
- “MRV: -NAMA’s -Future and challenges”, Luc Larmuseau, Head of Climate and Energy, Det Norske Veritas (DNV)

七、 總結討論---碳交易市場在確保氣候在穩定狀態下所扮演的角色及與過渡(shuffle)即將在德班(Durban)的COP-17。

總結討論乃在探討在國際氣候對策內涵尚演變環境下，未來碳交易市場的發展方向及可能扮演的角色；參與國際氣候對策及碳交易市場的主要參與者將如何承諾達成他們的溫室氣體減量。

歐盟將維持其 20%減量目標，在其他主要國家有具體的減量目標之前提，才有可能提升其目標。

全球經濟蕭條將減少碳權之需求量，降低全球溫度上升目標至 1.5 度將有助於碳市場的發展，CDM 可透過基線標準化、部門別、方案型等方式進行擴展，建議境外碳權使用比率不應該超過 30%。

美國未來很可能不接受任何境外碳權，國會對於花錢在國外進行減量之原則非常反對。目前已經有許多相關法規可減少二氧化碳排放，包括建築物與汽車效能標準、再生能源誘因、生質燃料等，很難回到更簡化的整合法規。

參與本項議題的主講者共有 4 位，有提供書面資料之講者及主題摘如下：

- “A personal view of the CDM –post 2012”, Hugh Sealy, Energy Advisor to the Govt. of Grenada and Associate Professor, St. George's University (former CDM EB member for GRULAC)
- “Emissions Trading”, James L. Connaughton, Executive Vice President, Constellation Energy Group; previously Chairman, United States White House Council on Environmental Quality and Director, White House Office of Environmental Policy

參、2011.10.5 TPRI-EPRI Team meeting(I) 用戶對電價變動之反應 — 電力價格彈性

自身價格彈性 (own-price elasticity) 係指假設其他可能影響電力需求的因素 (如氣溫、經濟成長等) 不變下，電力本身價格百分比的變動，將引起電力需求量百分比變動的程度。因電價上漲，用戶傾向減少電力消費，故電力需求的自身價格彈性為負值。通常其絕對值介於 0 與 1 之間，但也有可能大於 1。如電價調降 10%，導致電力消費增加 5%，則電價彈性 ($\% \Delta Q / \% \Delta P$) 為 -0.5 (5% / (-10%))。

EPRI 整理運用電力需求模型與統計技巧估計電力需求的自身價格彈性之相關文獻，彙總如表 3-1 所示，區分為住宅、商業及工業三類用戶，各有高、中、低三種估計值，中估計表示最常觀測到的數值，且分別依短期與長期來加以探討。

用戶對電價改變之調適能力通常會隨時間而增強。用戶在短期 (通常小於 1 或 2 年) 可能僅能改變電器設備使用頻率，但用戶在長期 (大於 5 年) 則有充分的時間變更電器設備的數量或特性，因此，電力需求的長期價格彈性通常要較短期價格彈性來得大 (絕對值)。至於住宅、商業及工業的價格彈性，詳表 3-2~表 3-5。

表 3-1 電力需求的自身價格彈性—相關文獻彙整

Private	Short-Run			Long-Run		
	Low	Med	High	Low	Med	High
Residential	-0.05	-0.20	-0.40	-0.30	-0.60	-1.20
Commercial	-0.20	-0.30	-0.70	-0.80	-1.10	-1.30
Industrial	-0.10	-0.20	-0.30	-0.90	-1.20	-1.40

資料來源：EPRI (2001), Customer Response to Electricity Prices : Information to Support Wholesale Price Forecasting and Market Analysis.

表 3-2 電力需求的自身價格彈性－住宅

Study	Own-Price Elasticity	
	Short-Run	Long-Run
Acton, Mitchell, and Mowill (1976)	-.35	-.70
Barnes, Gillingham, and Hagemann (1981)	-.55	-
Blattenberger et al (1983)	-.10	-1.05
Branch (1993)	-.20	-
Chern, et al (1980) [values for U.S. regions]	-.08 to -.4	-.4 to -1.15
Dubin and McFadden (1984)	-.00 to -.25	-.26
Garbacz (1986)	-.19	-1.40
Goett and McFadden (1982)	-.17	-.68
Hewlett (1977)	-.14	-
Houthakker (1979)	-.11	-1.42
McFadden, Puig, and Kirschner (1977)	-.40	-.73
Morss and Small (1989)	-.23	-.40
Nan and Murry (1992)	-.61	-1.18
Shin (1985)	-.14	-.46
Halvorsen (1978)	-.40	-1.15
Mount, Chapman and Tyrrell (1973)	-.14	-1.21

資料來源：同表 3-1。

表 3-3 電力需求的自身價格彈性－商業

Study	Data Base			Electricity Price Elasticity	
	Type	Time Period	Aggregation Level	Short-Run	Long-Run
Asher and Habermann (1978)	Pooled	1971-75 (monthly)	Utility areas	-.20	-.74
Baughman and Zerhoot (1975)	Pooled	1968-72 (annual)	State	-.11	-1.28
Chang and Chern (1981)	Time Series	1959-76	U.S.	-.61	-1.14
Chern, et al (1980)	Pooled	1955-76 (annual)	State	-.04 to -.39	-.1 to -.6
Chern, Just and Chang (1982)	Pooled	1955-76 (annual)	State	-.5	-1.17
Charles River Associates (1976)	Pooled	1958-73 (annual)	state	-.10	-1.02
DOE (1978)	Pooled	1960-75 (annual)	state	-.17	-.75
Elkhatif (1992)	Time Series	1963-90	Ontario	-.15	-.70
Griffin (1974)	Time Series	1951-71 (annual)	U.S.	-.04	-.51
Halvorsen (1978)	Cross-Section	1969 (annual)	state	-	-1.24
Moghimzadeh and Kymn (1986)	Time Series	1959-77 (annual)	U.S.	-	-.63
Mount, Chapman and Tyrrell (1973)	Pooled	1946-70 (annual)	state	-.20	-1.79
Uri (1976a)	Time Series	1961-73	Utility	-.35	-.70
Uri (1976b)	Time Series	1971-75 (monthly)	U.S.	-.12	-.12
Woodland (1993)	Pooled	1977-85	Establishment (Australia)	-	-1.4

資料來源：同表 3-1。

表 3-4 電力需求的自身價格彈性－工業

Study	Data Base			Electricity Price Elasticity	
	Type	Time Period	Aggregation Level	Short-Run	Long-Run
Asher and Habermann (1978)	Pooled	1971-75 (monthly)	Utility areas	-20	-.74
Baughman and Zerhoot (1975)	Pooled	1968-72 (annual)	State	-.11	-1.28
Chang and Chern (1981)	Time Series	1959-76	U.S.	-.61	-1.14
Chern, et al (1980)	Pooled	1955-76 (annual)	State	-.04 to -.39	-.1 to -.6
Chern, Just and Chang (1982)	Pooled	1955-76 (annual)	State	-.5	-1.17
Charles River Associates (1976)	Pooled	1958-73 (annual)	state	-.10	-1.02
DOE (1978)	Pooled	1960-75 (annual)	state	-.17	-.75
Elkhafif (1992)	Time Series	1963-90	Ontario	-.15	-.70
Griffin (1974)	Time Series	1951-71 (annual)	U.S.	-.04	-.51
Halvorsen (1978)	Cross-Section	1969 (annual)	state	-	-1.24
Moghimzadeh and Kymn (1986)	Time Series	1959-77 (annual)	U.S.	-	-.63
Mount, Chapman and Tyrrell (1973)	Pooled	1946-70 (annual)	state	-.20	-1.79
Uri (1976a)	Time Series	1961-73	Utility	-.35	-.70
Uri (1976b)	Time Series	1971-75 (monthly)	U.S.	-.12	-.12
Woodland (1993)	Pooled	1977-85	Establishment (Australia)	-	-1.4

資料來源：同表 3-1。

表 3-5 工業的長期價格彈性（SIC 分類）

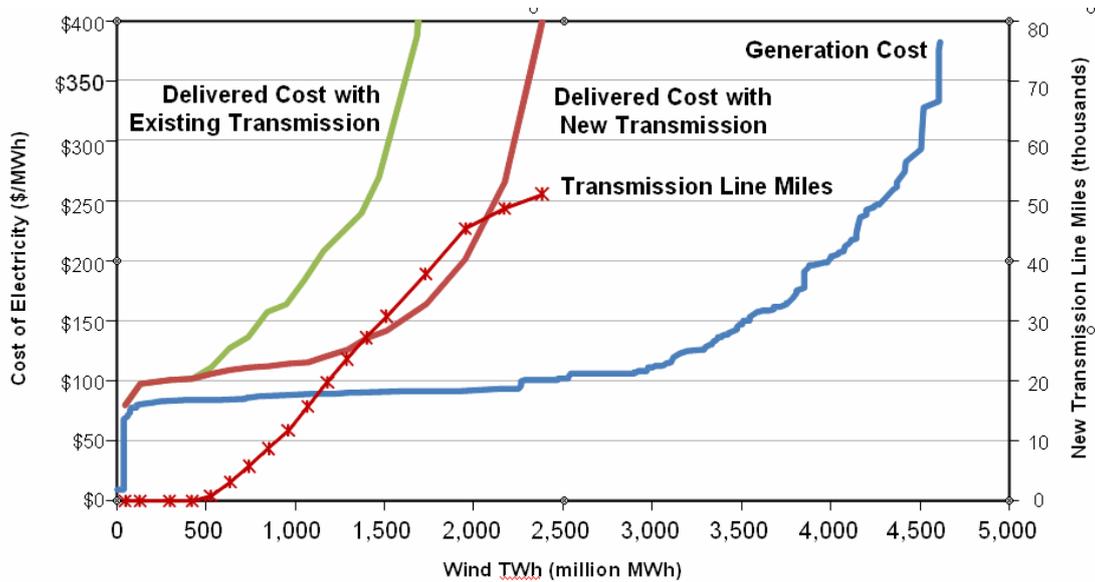
Industry (SIC Code)	Own Price Elasticity
Food and Kindred Products (20)	-.48
Textile Mill Products (22)	-.69*
Apparel, Other Textile Products (23)	-.49*
Lumber and Wood Products	-.25
Furniture and Fixtures (25)	-.90
Paper and Allied Products (26)	-.45
Printing and Publishing (27)	-.31
Chemicals, Allied Products (28)	-1.54*
Petroleum and Coal Products (29)	-1.18*
Rubber, Misc. Plast Products (30)	-.44
Leather and Leather Products (31)	-.34
Stone, Clay, and Glass Products (32)	-.46
Primary Metal Industries (33)	-1.72*
Fabricated Metal Products (34)	-1.46*
Machinery, Except Electrical (35)	-1.29*
Electrical Equipment and Supplies (36)	-.53*
Transportation and Equipment (37)	-.47*
Instruments and Related Products (38)	-.23
Miscellaneous Manufacturing Industries (39)	-.37

SIC Group	Average Price Elasticity
Electric Intensive (SICs 22, 26, 28, 29, 32, 33)	-1.01
Moderately Intensive (SICs 20, 30, 34-37)	-0.78
Non-electric Intensive (SICs 21, 23-25, 27, 31, 38, 39)	-0.41

* significant at the 5% level

資料來源：同表 3-1。

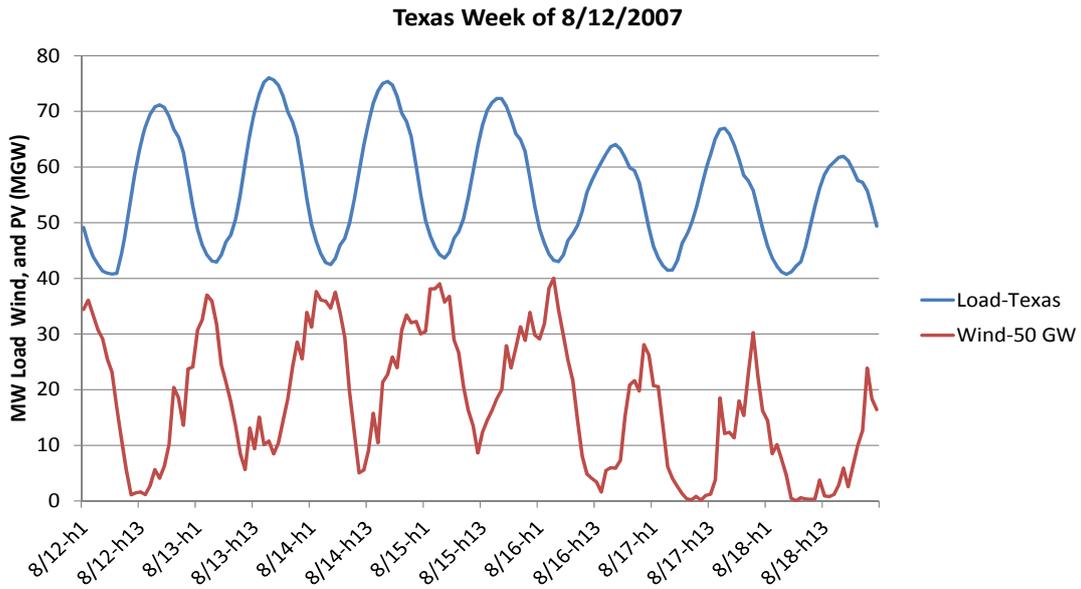
風力發電雖然屬於再生能源，沒有燃料成本，但因美國許多風場與用戶所在位置距離遙遠，加計輸電成本後，供電成本即大幅增加，遠高於發電成本。下圖即為美國全國的風能供給曲線，可發現隨著供電量增加，供電成本也隨之成指數倍數急遽上升。



資料來源：同圖 4-1。

圖 4-2 美國風力發電供給曲線

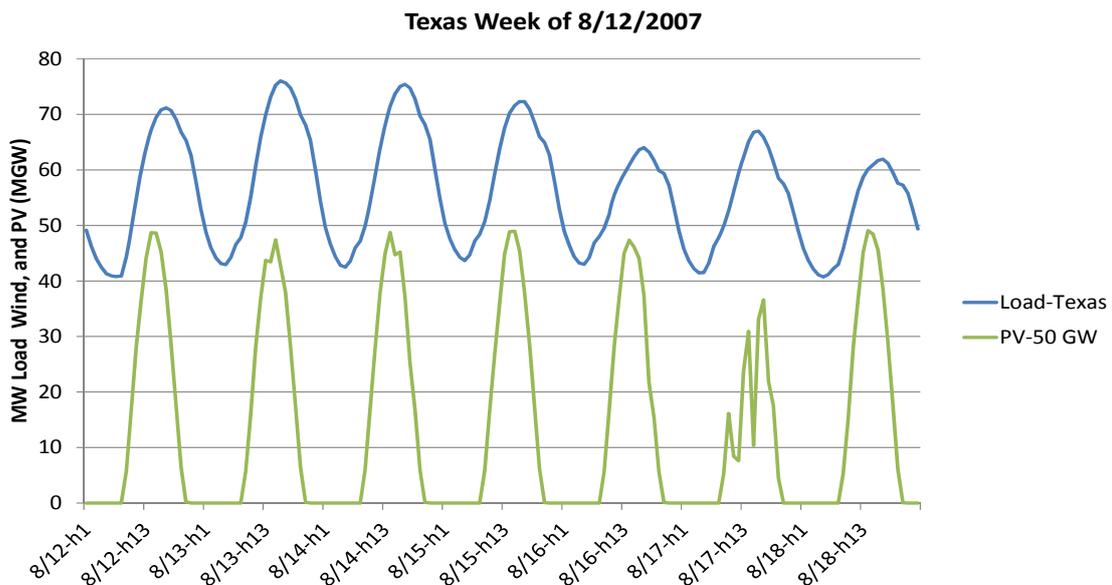
除了電力輸送問題外，風力與負載間的關係往往為負相關，導致了調度的困難，以 8 月德州 50GW 風力發電為例，其小時負載及風機出力之時間曲線如下圖，二者方向剛好相反，亦即負載高時風力小，負載低時風力大。隨著風機裝置容量增加，在增加至 100GW 後，風力最強時的風機出力甚至還會超過負載，此時便得將此暫時性的多餘電力分散或出口至別的区域。



資料來源：同圖 4-1。

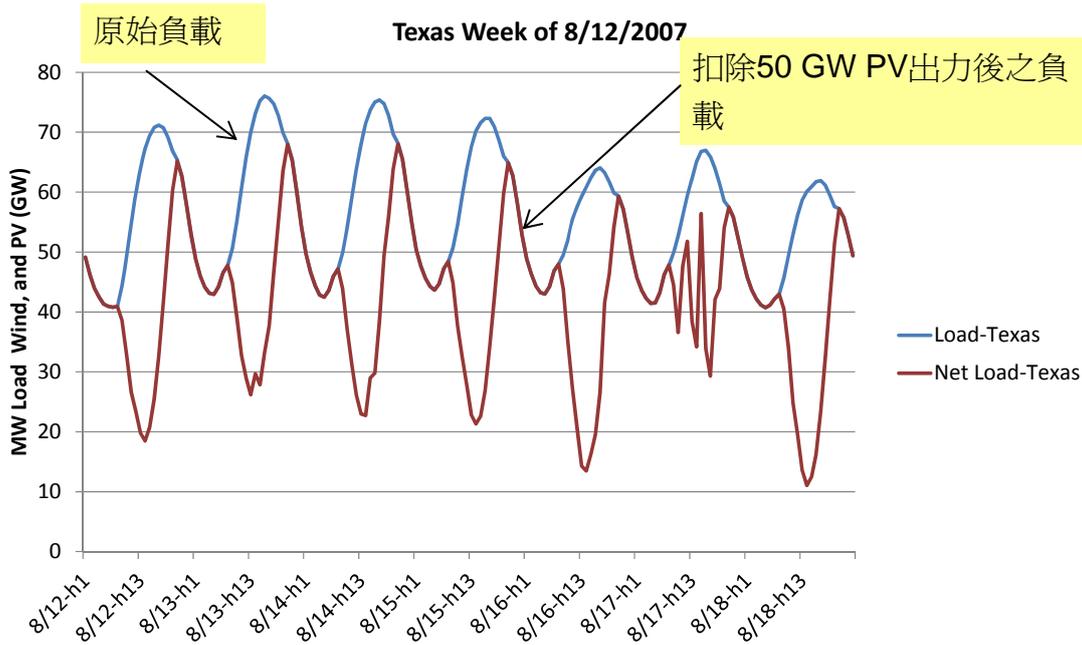
圖 4-3 德州 50GW 風機出力與負載曲線

至於太陽光發電分析，則是利用www.solaranywhere.com之 2007年小時輻照度(irradiance)資料，換算為南向光電板的出力。光電出力雖然與負載成正相關，但曲線寬度卻較負載為窄，亦即PV出力上升、下降速度都比負載快，如圖 4-4所示。這種現象使得扣除光電出力後的負載曲線呈現劇烈波動，機組調度不易，需要大量備轉機組待命。(圖 4-5)



資料來源：同圖 4-1。

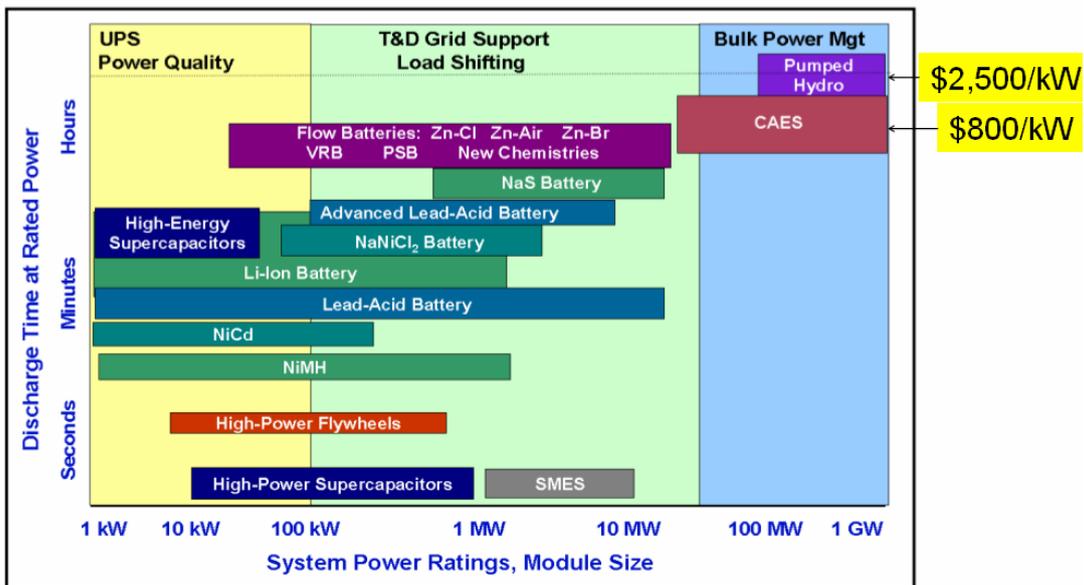
圖 4-4 德州 50GW 光電出力與負載曲線



資料來源：同圖 4-1。

圖 4-5 扣除 50GW 光電出力後之負載曲線

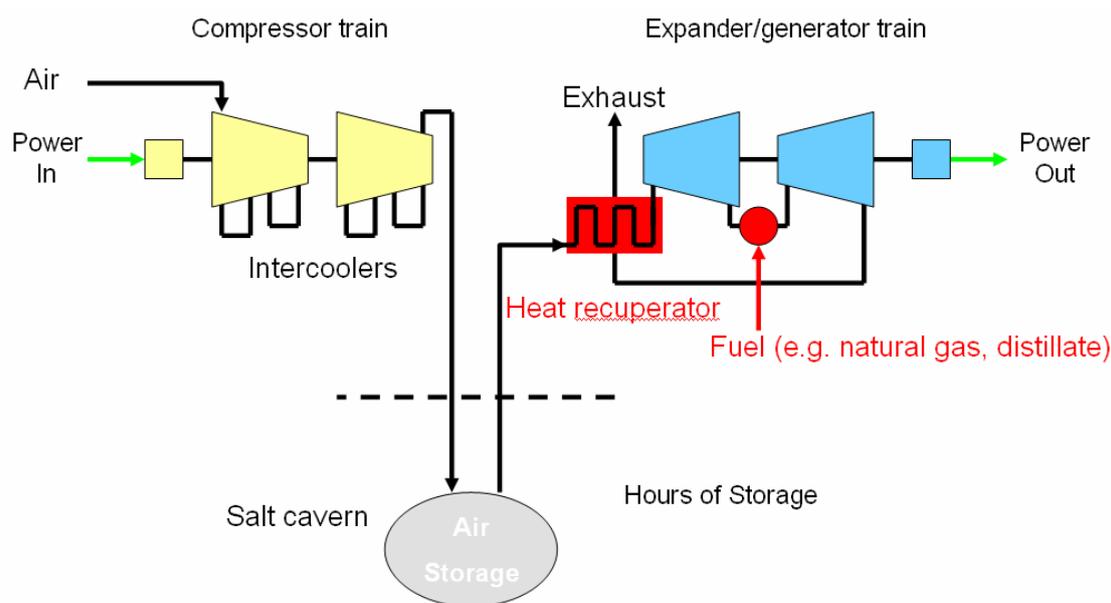
無論風力或陽光發電，都有零出力的時候，也都會提高「快速電源(fast resources)」如需求反應與燃氣機組的需求。另一種解決方案為儲能設備(Storage, 圖 4-6)，儲能設備具備多種功能，可提供能量、容量和輔助服務，因此能夠平衡風力與光電的間斷式出力，增加風機/光電設備的容量價值、提高輸電設備使用效率以及整體的經濟效率。



資料來源：同圖 4-1。

圖 4-6 各類儲能技術

壓縮空氣儲能設備(Compressed Air Energy Storage, CAES, 圖 4-7)近年來逐漸引起各界關注，其成本較電池及抽蓄水力為低，是最有潛力的小時儲能設備 (multi-hour storage)，其技術發展迅速，使得效率逐漸提高且資本成本降低。CAES 在負載低時利用再生能源發出的多餘電力將空氣壓縮儲後存在地下洞穴中，可以儲存幾百小時的能量，於再生能源出力降低時再釋放空氣，經加熱後通過渦輪機組發電，使用的燃料為天然氣，熱耗率約為 4000 kJ/KWh 左右，每投入 0.8MWh 電力可獲得 1MWh 產出。CAES 的渦輪機和壓縮機分別位於發電機組的兩端，可以各自獨立運行。相較於一般燃氣汽渦輪發電機，CAES 渦輪機的單位容量產能約為燃氣渦輪機的三倍。目前的研發目標是將 CAES 的資本成本降得比燃氣汽渦輪機組低。

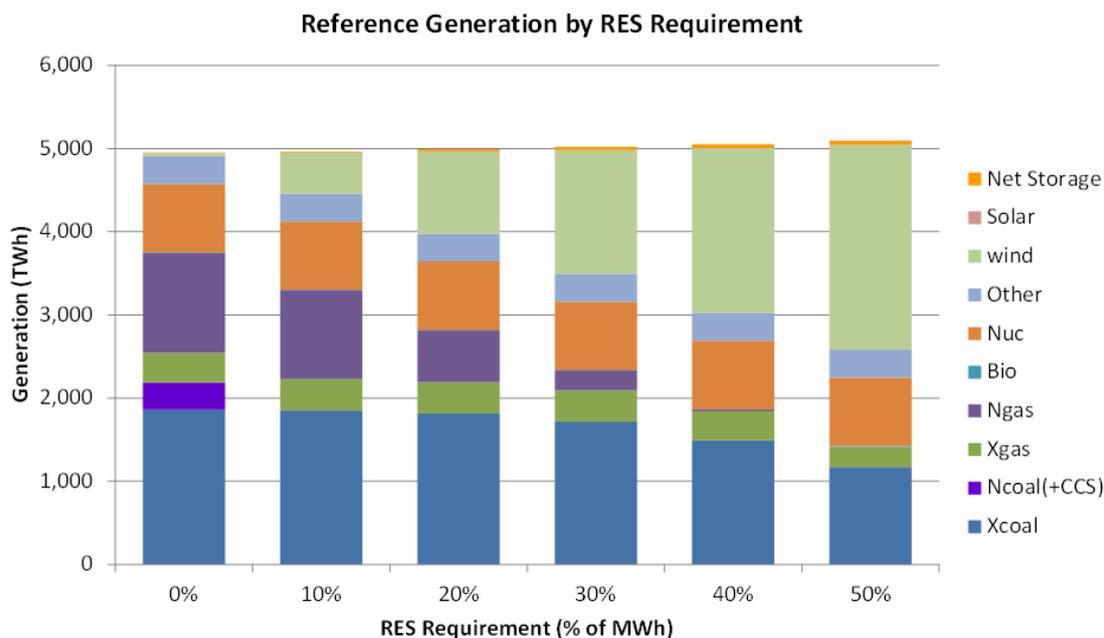


資料來源：同圖 4-1。

圖 4-7 CAES

為分析再生能源配比標準(RES)對供電成本之影響及 CAES 發展機會，EPRI 利用 8760 小時的靜態 REGEN 模型，輸入各區域的小時負載及風力/光電/生質能潛能及既有發輸電設備、未來燃料成本預測，配合再生能源配比政策目標之限制，產出成本最小的電源配比、輸電投資計畫及運轉決策。有關 CAES 之假設條件包括：a.資本成本：等於新設之燃氣汽渦輪機之成本(約 US\$800/kW，各區域

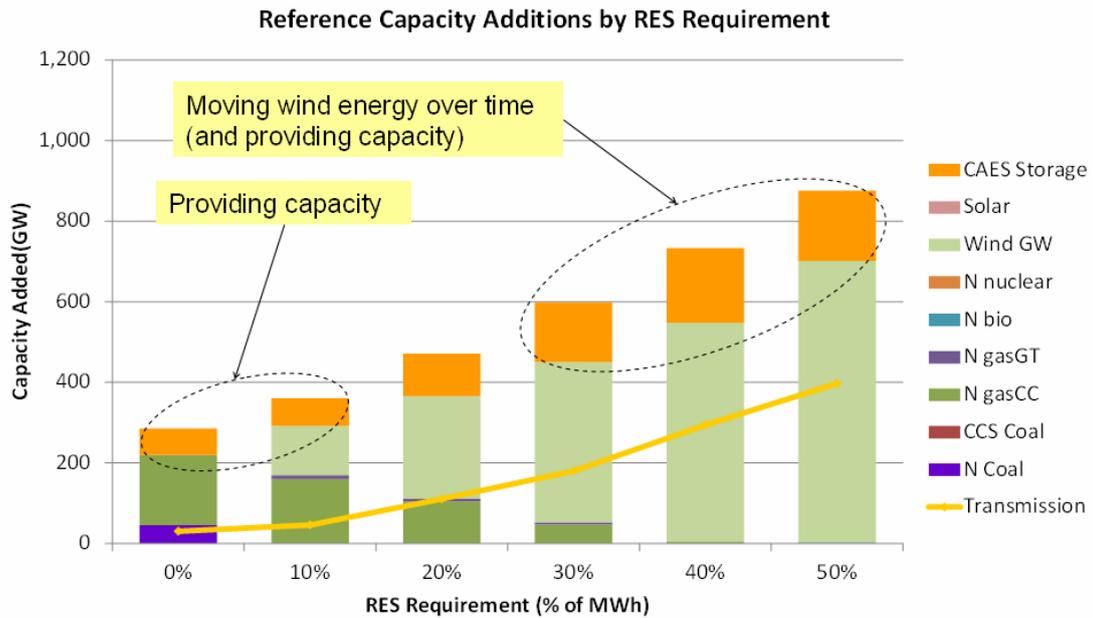
有所不同)；b.基準儲能容量：10 小時(容量為 10MWh/MW)；c.效率為每 1MWh 產出需投入 0.81MWh 電能；d.每發一度電需要耗用 410MMBtu 的天然氣。主要分析重點為達成政策目標與經濟成長間的抵換關係，找出不同能源技術的競爭潛力與市場利基，並瞭解關鍵不確定性因素，模擬逐漸提高再生能源配比目標所得出的發電配比如下圖，以風力為主要再生能源。



資料來源：同圖 4-1。

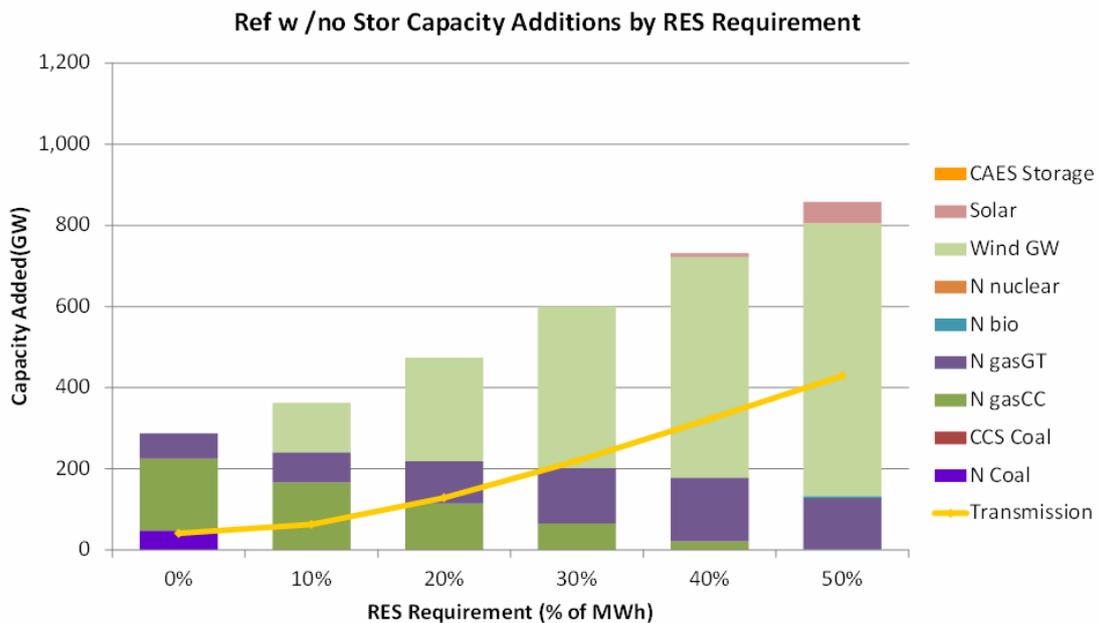
圖 4-8 基準情境之發電配比

新增容量則如圖 4-9 所示，在 RES 目標較低(10%以下)時，CAES 的角色主要是提供容量，但在高 RES 目標(30%以上)時，CAES 的功能除了提供發電容量，同時也扮演了調整風能的角色，使得離峰時的風力發電能儲存至尖峰時段再釋放出來。如果電力系統沒有 CAES 加入，則在高 RES 目標(30%以上)時，必須新增更多光電來滿足再生能源配比，同時也必須加裝燃氣氣渦輪作為備轉。



資料來源：同圖 4-1。

圖 4-9 加入 CAES 之新增容量



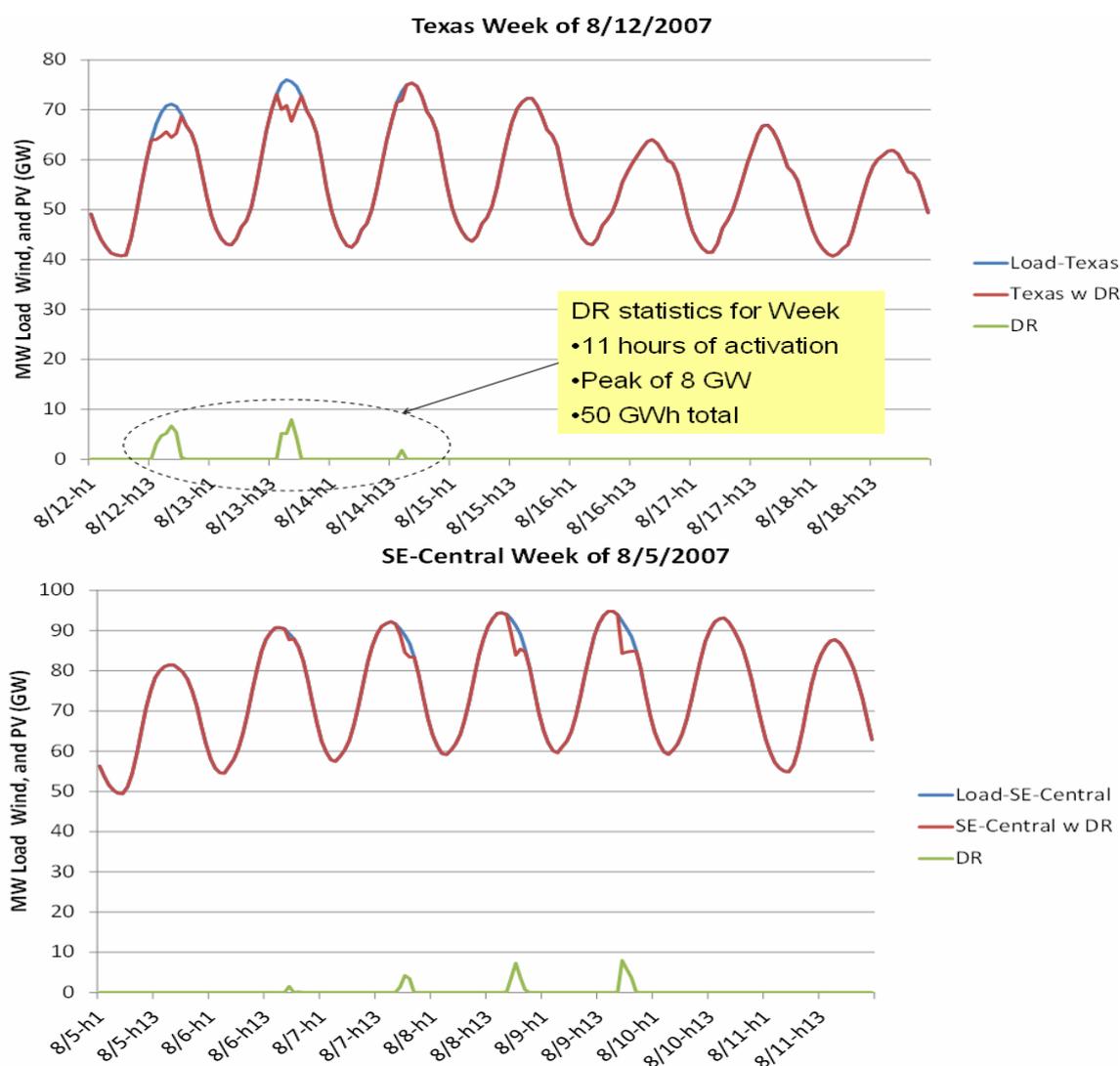
資料來源：同圖 4-1。

圖 4-10 CAES 未加入之新增容量

EPRI 的分析中，未強迫引進大量風力發電的情境，儲能設備的策略角色取決於容量市場中與燃氣氣渦輪之競爭能力。若加入大量風力發電，儲能設備則是取代新增之光電系統與輸電線路(以及生質能)，在無法擴建輸電線路且儲存場地

無虞的情況下，儲能設備的價值將會提高。不過，若光電設備的成本迅速下滑，成本大幅降低後，則可望取代儲能設備及風力。

若將終端能源效率提昇則設為 RES 目標的 20%，尖峰時段之效率提昇高於離峰，成本約設為\$80/MWh。此外，需量反應(DR)，在模型中的處理方式為競標式降載，對於降載量及時間長度並未設限，每小時的降載成本設為每小時\$1000/MW。需量反應的效果如下圖所示。需量反應可視為廉價的租用容量，可減少新增的機組容量，可取代尖峰容量(本例中為儲能設備)，但模擬結果中會使光電的容量增加。



資料來源：同圖 4-1。

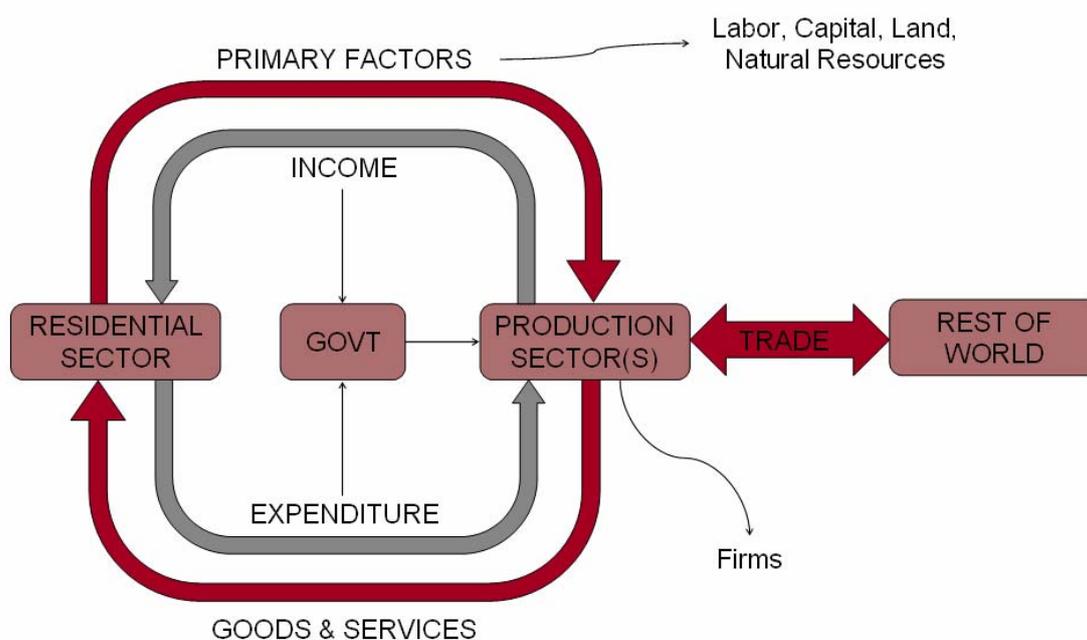
圖 4-11 需量反應成效

伍、 2011.10.5 TPRI-EPRI Team meeting(III) 台灣REGEN模型

一、 一般均衡總體經濟模型介紹

一般均衡模型是一種描述國家總體經濟的簡化方式，將經濟體分為幾個主要部門：

- 家戶部門：擁有生產要素(土地、勞動、資本、自然資源)，並支付廠商以購買商品及服務，
- 生產部門：廠商投入生產要素以生產商品及服務，並支付消費者提供之生產要素
- 另外還可加入政府部門、進出口貿易部門等。



資料來源：同圖 4-1。

圖 5-1 一般均衡模型

一般均衡理論預測的是經濟體達成均衡時的價格與數量，所謂「均衡」必須滿足幾個條件：

- 市場結清條件：所有商品的供給等於需求，沒有存貨
- 所得平衡條件：最終消費的支出必須等於廠商對生產要素的支付
- 競爭性市場條件：每項活動的投入總值必須等於支出總值

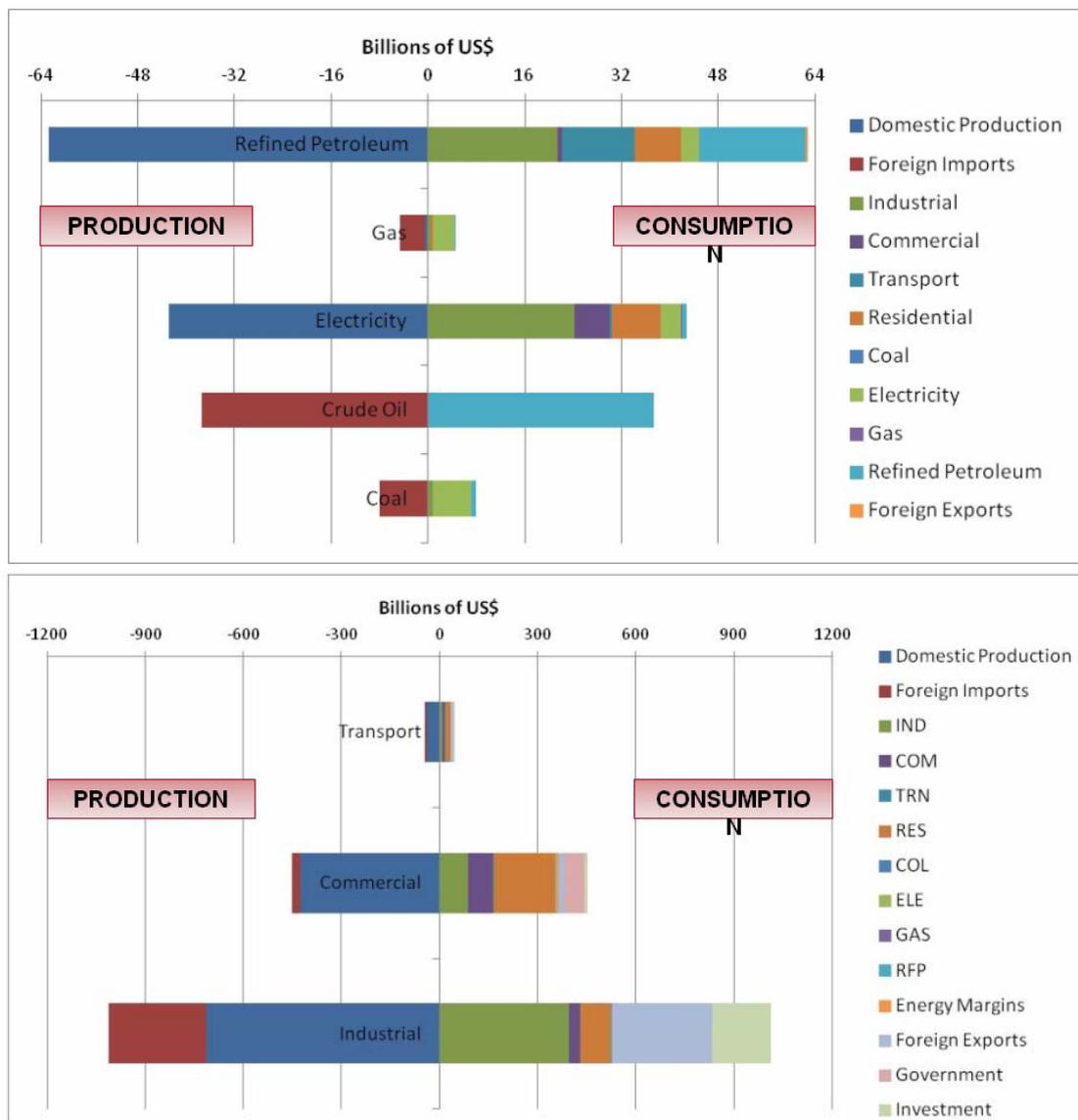
透過「均衡」概念，一般均衡模型即可達成預測之目的，由一個處於均衡狀態的經濟體為起點，加入政策的改變或新政策衝擊，模型會移動至新的均衡狀態，相對應的價格與數量變化即代表總體經濟之變化。單期的模型稱為靜態一般均衡模型，動態模型則描述長時間跨期的價格與數量變化情況，前、後期之間的關聯性來自投資及折舊所造成的資本存量變動。

一般均衡模型能同時兼顧外部衝擊對總體經濟及經濟體內各部門的影響，較部份均衡分析能掌握整體經濟脈動，易於模擬開放經濟體系及市場機能得以發揮的經濟體系，因此適用於貿易為主的開放型市場經濟體系。由於是比較靜態模型，故較適於探討各種減碳政策對經濟均衡狀態之衝擊影響，不僅適用於多部門多產業之長期市場一般均衡分析，亦可做可做多國或多區域之分析，更適用於經濟體系內細部之分析。對溫室氣體減量政策除一般總體經濟衝擊影響評估外，亦可分析不同碳稅回收方案，如將碳稅收入直接支付給家計單位、投資抵減、抵稅或社會福利等的效果。此外，一般均衡模型可透過數量與價格間的互動調整決定各部門間最適資源配置，政策工具很容易納入模型中進行模擬政策改變後對經濟社會之衝擊。其缺點則為不適用於動態調整過程之模擬，且模型參數缺乏實證上的驗證，容易產生偏誤。一般均衡模型亦無法分析傳統的失衡議題，如失業率與通貨膨脹。在現實社會中市場失靈的狀況如獨佔、寡佔及不完全競爭之現象，也無法由一般均衡模型處理。可用於評估碳稅、能源配比改變、產業結構調整、能源效率提昇等政策對經濟及環境之影響，亦可進行可交易排放權政策之評估。

二、 台灣總體經濟一般均衡模型

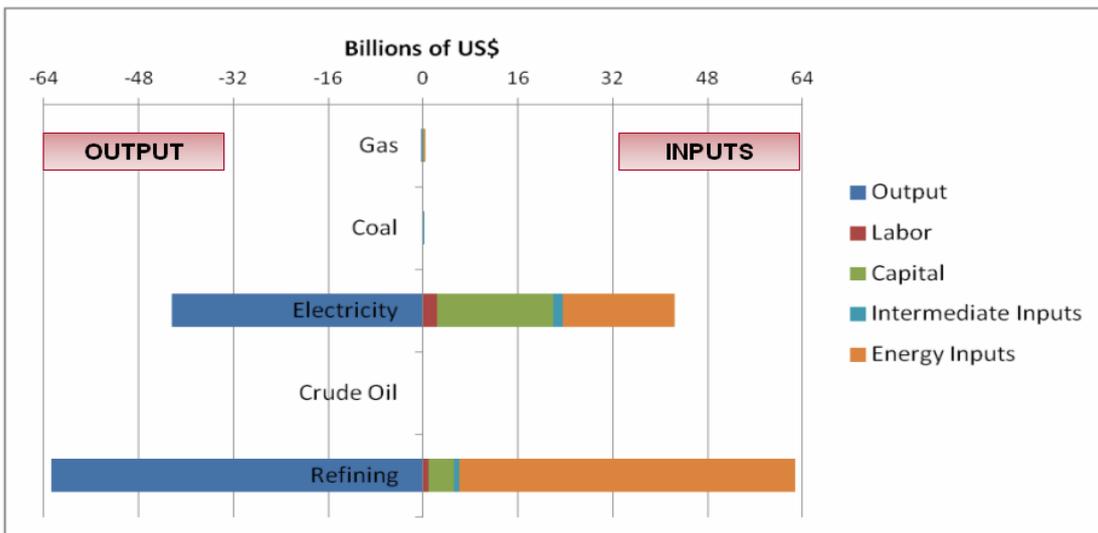
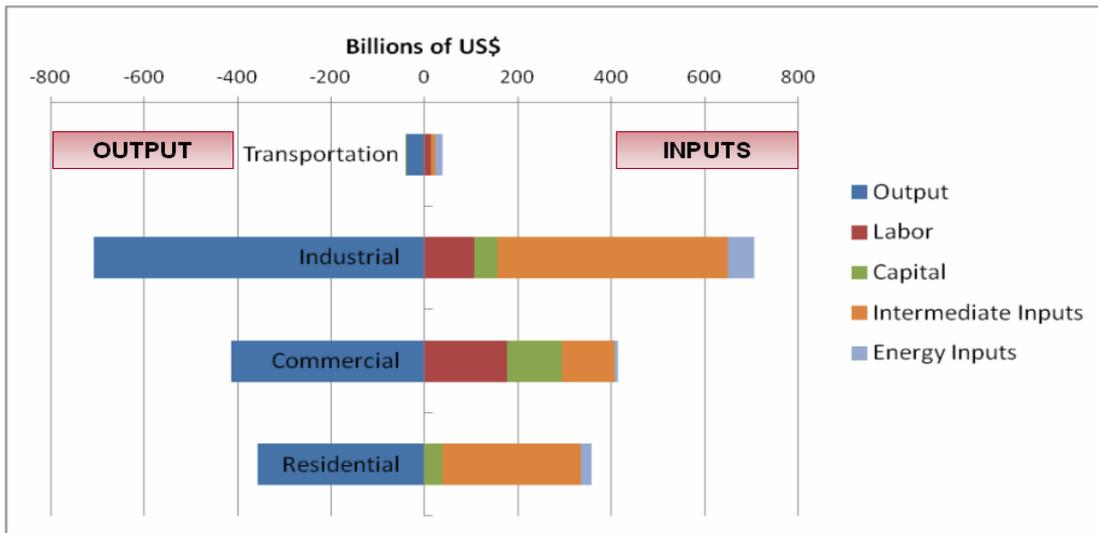
台灣總體經濟一般均衡模型同樣分為生產、家戶與政府三個主要部門。生產部門再分為能源產業(煤、氣、電、原油、石油產品)及非能源(工業、服務業及運輸業)；政府活動則有課稅及購買商品與服務。所有產品都可以有進出口活動。台灣總體資料來源為全球貿易分析計畫資料庫(GTAP dataset)，最新一版為使用2004年資料的GTAP7。

在執行一般均衡模型分析之前，必須先做模型的校準，輸入「基年」的均衡價格與數量、分析期間所有價格與數量的成長率，並及建立生產函數與消費函數。台灣總體經濟一般均衡模型以 2010 年為基年，但因 GTAP 資料是 2004 年資料，因此將數據依 2004 至 2010 年間之 GDP 成長率放大，以求得均衡的一組 2010 年資料。此基年資料滿足前述之三均衡條件，如圖 5-2 圖 5-4 所示，左、右兩方的長條皆為等長，代表生產-消費、投入-產出、所得-支出的均衡。



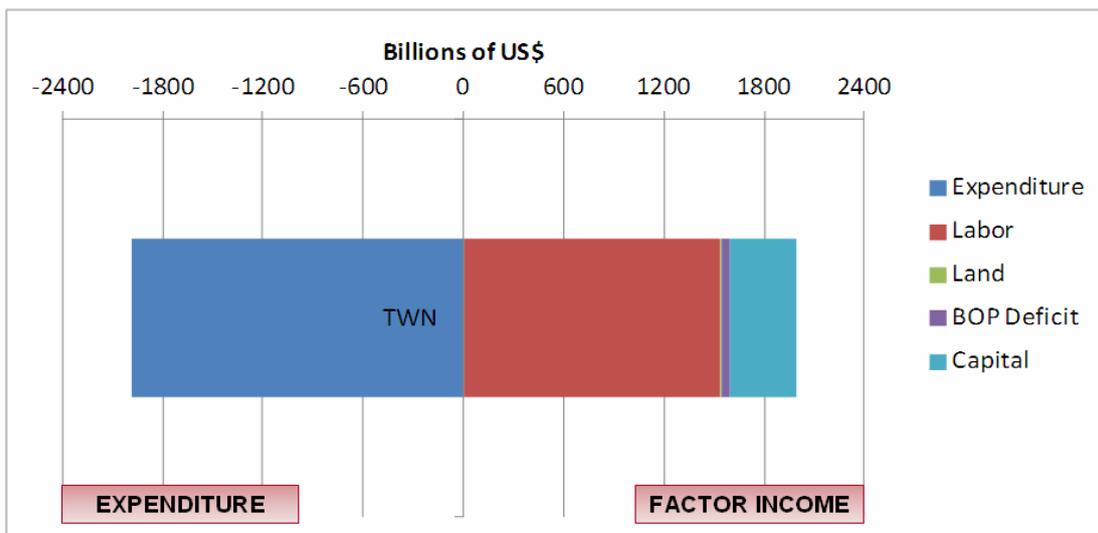
資料來源：同圖 4-1。

圖 5-2 市場結清條件



資料來源：同圖 4-1。

圖 5-3 競爭性市場條件



資料來源：同圖 4-1。

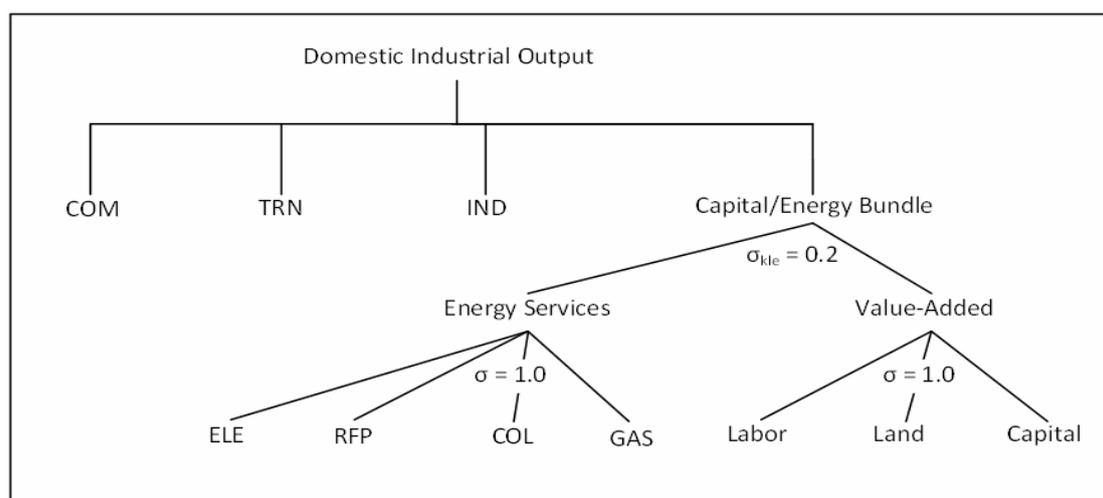
圖 5-4 所得平衡條件

除了基年資料外，模型還需要價格與數量的成長率，以合理預估目前政策持續實施下的未來狀況，EPRI 係設定 GDP 及產業皆固定以 4.5%成長。在生產函數方面，每種商品皆須建立其生產函數，多數的可計算一般均衡模型(包括 REGEN)所使用的都是 CES(要素替代彈性固定)型式的生產函數，要素間的替代

關係可僅用一個參數(替代彈性) σ 描述。例如 $Q = \bar{Q} \left\{ \left(\frac{x}{\bar{x}} \right)^\rho + \left(\frac{y}{\bar{y}} \right)^\rho \right\}^{\frac{1}{\rho}}$ ，其中 $\bar{Q}, \bar{x}, \bar{y}$

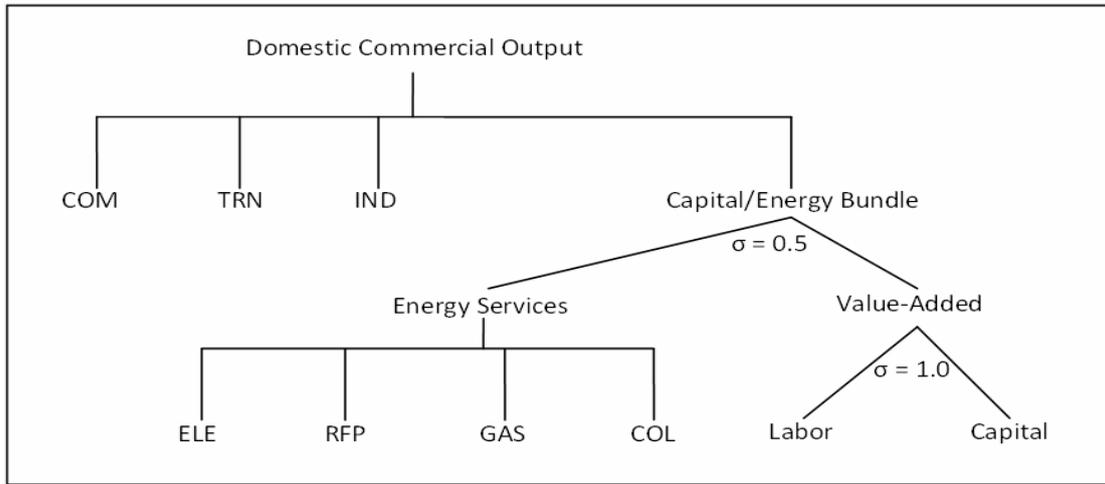
代表商品 Q 、 x 、 y 的基年數值， $\rho = (\sigma - 1) / \sigma$ 。各 CES 函數又可以「群組」起來(以一個 CES 函數做為另一個 CES 函數的一項投入)以描述更詳細的生產成本。下面圖 5-5~圖 5-9 為 REGEN 模型一般均衡部份的架構，其中電力部門部分將與去年發展的台灣電力部門溫室氣體模型聯結。

除了家戶部門之外，模型中所有部門皆可進行國際貿易活動，本國與外國產品之替代彈性設為 $\sigma = 3$ ，表示國家消費者較偏好本土產品，但對於國內外燃料之替代彈性則設為無限大，表示消費者認為自產能源與進口能源間並無差異。



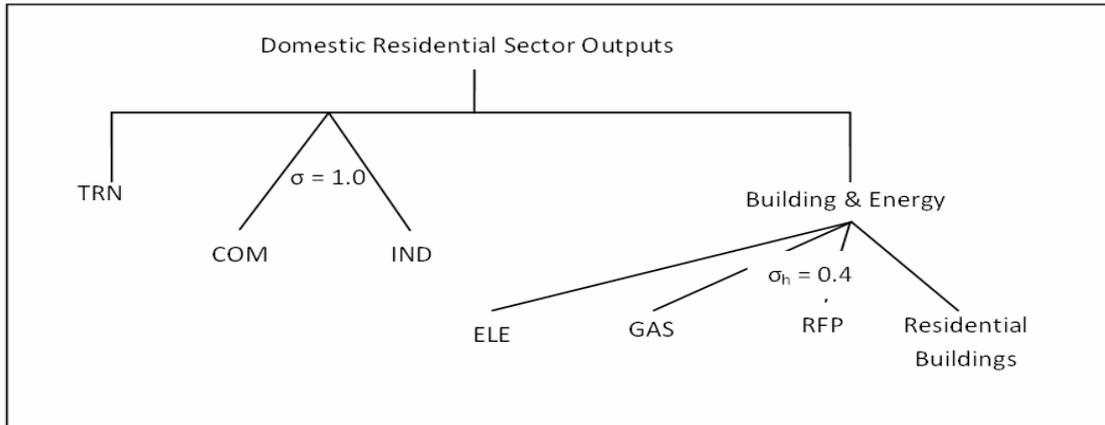
資料來源：同圖 4-1。

圖 5-5 CES 模型工業部門架構



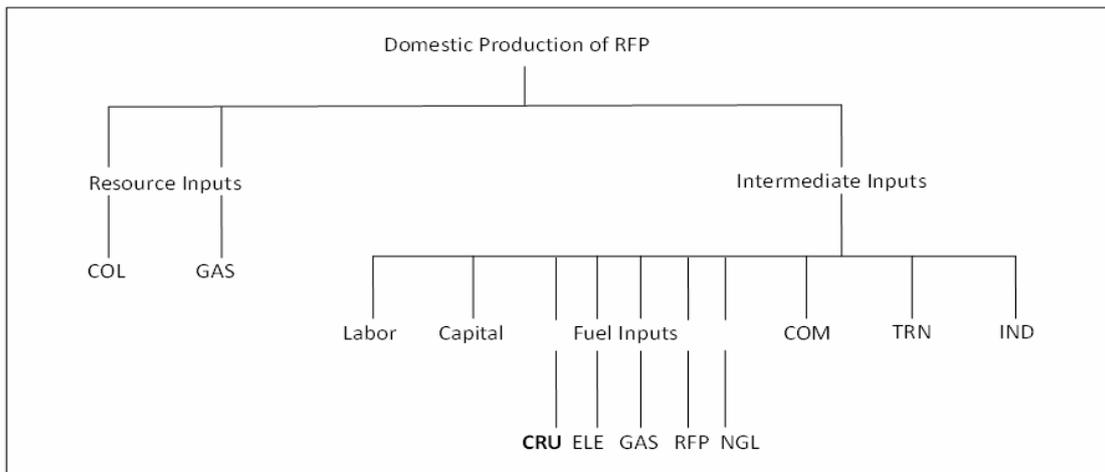
資料來源：同圖 4-1。

圖 5-6 CES 模型商業部門架構



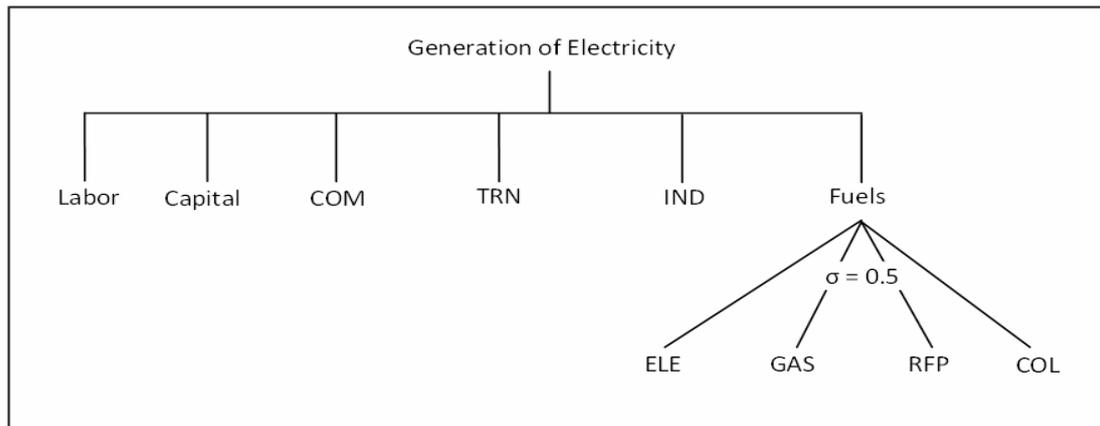
資料來源：同圖 4-1。

圖 5-7 CES 模型家戶部門架構



資料來源：同圖 4-1。

圖 5-8 CES 模型能源部門架構

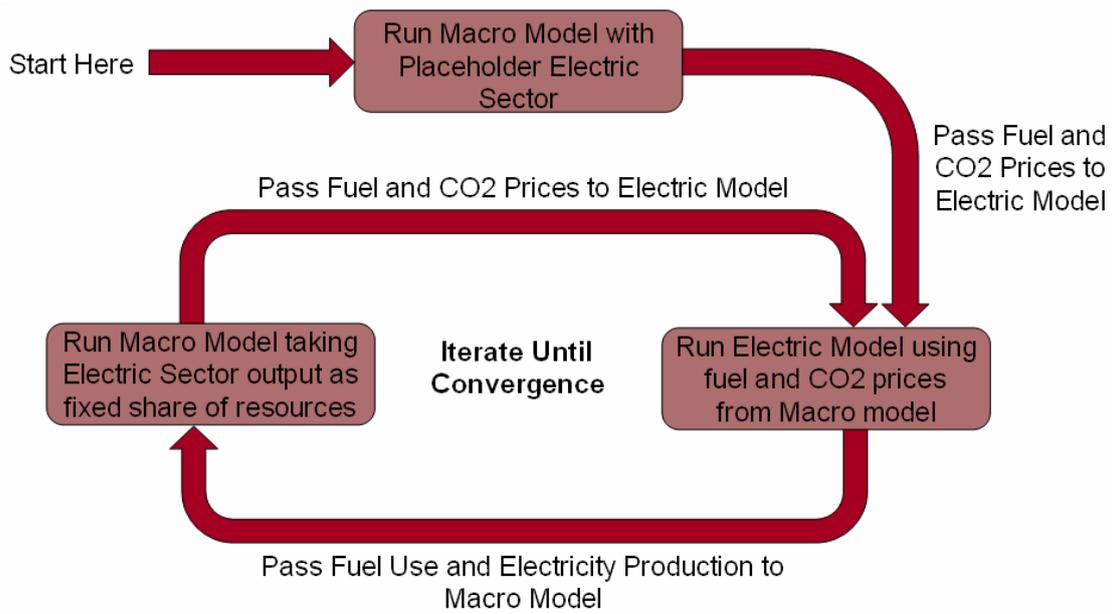


資料來源：同圖 4-1。

圖 5-9 CES 模型電力部門架構

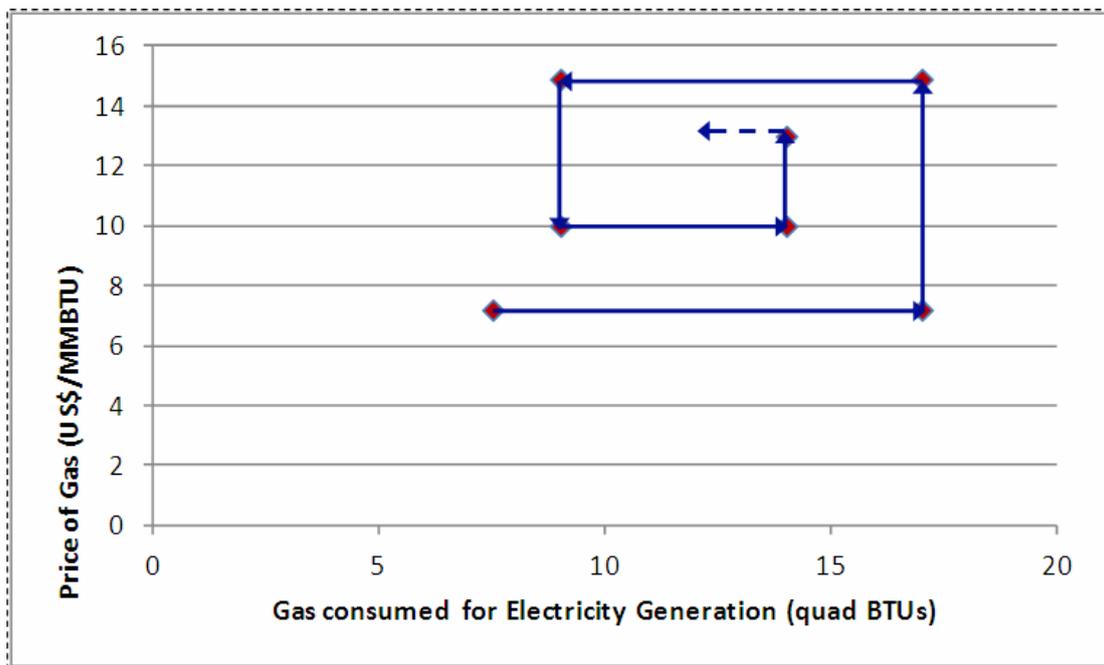
三、經濟與電力部門模型之整合

台灣能源-經濟模型為'top-down'一般均衡模型，今年度的目標是要與bottom-up 台灣電力部門整合，沿用 Tom Rutherford(科羅拉多大學)提出的方法，以序列方式(sequentially)執行模型，於兩模型間輪流傳遞經濟變數，直到關鍵經濟變數收斂為止。流程如圖 5-10，先跑總體模型，其電力部門放入初始資料，求得燃料與二氧化碳價格，代入電力模型，求出燃料使用量與發電量以及電源配比，之後再依此求算二氧化碳排放量以及建造電廠需要的資本，代入總體模型，減去電力模型用去的稟賦資源後再次執行模型運算，得到新的燃料與二氧化碳價格，如此週而復始循環疊代直到收斂(兩次運算得到的解，其差異在某微小範圍之內，如圖 5-11)。



資料來源：同圖 4-1。

圖 5-10 連結經濟與電力模型



資料來源：同圖 4-1。

圖 5-11 REGEN 模型中天然氣市場的收斂

四、 後續工作內容

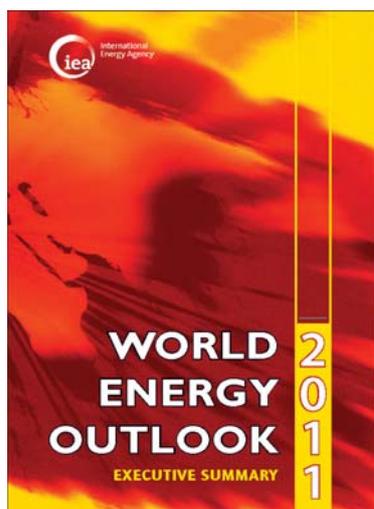
2011 年

- (1) 持續校準台灣經濟模型並更新至 2010 年資料
- (2) 修改台灣電力模型以便與台灣經濟模型連結
- (3) 連結台灣經濟模型及修改後之台灣電力模型
- (4) 校準整合後之模型。
- (5) 完成 2050 年二氧化碳上限目標情境之分析
- (6) 檢討台灣 3E 模型分析結果，EPRI 將提供最終版本之模型予本公司運用。

2012 年

- (7) 修正/更新初步分析結果
- (8) 探討其他政策情境
- (9) 支援經濟分析結果之對外溝通
- (10) 參與亞太電協技術委員會第二工作小組「碳資產管理」研究案

陸、2011.10.6 IEA (I) World Energy Outlook 2011



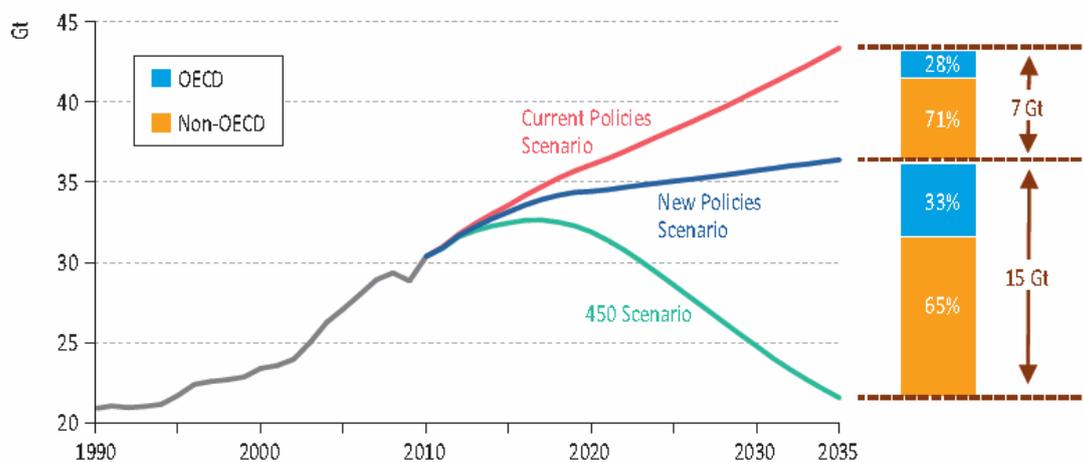
World Energy Outlook (WEO) 2011 版預訂於 11 月 9 日出版，因此參訪 IEA 時正值最後緊鑼密鼓的完稿階段。新版的 WEO-2011 除了統計資料與政策發展的更新外，亦將分析預測不同情境下未來 25 年全球能源市場趨勢、能源供需(國家別、能源別及部門別)。

至於較特殊的時事議題，今年則關注於下列問題：

- 俄羅斯的能源部門展望及其對全球市場的影響
- 排放受限環境下煤炭扮演的經濟成長驅動角色
- 已「被鎖定(locked-in)」高碳基礎建設如何使得 2°C 的氣候變遷目標更昂貴且更具挑戰性
- 化石燃料補貼與再生能源鼓勵措施的規模以及對能源、經濟和環境趨勢的衝擊
- 提供現代化能源給數十億能源匱乏人口所需要的投資種類及規模。

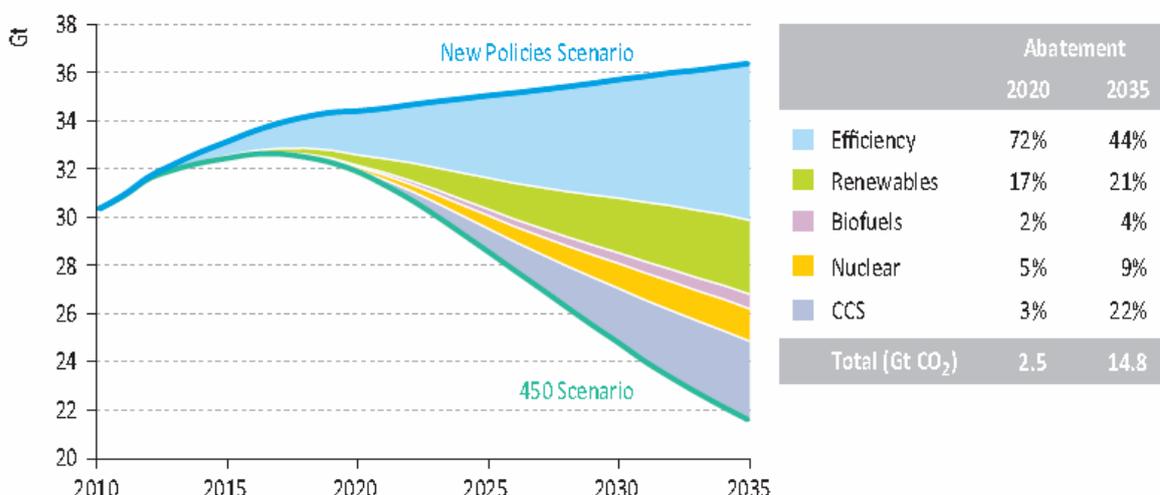
書中關於未來能源供需及溫室氣體排放的推估與分析，皆分為**新政策情境**(new policies scenario)、**現行政策情境**(current policies scenario)和**450 情境**(450 scenario)三個情境來探討，每組情境都設定了具有一致的政策組合，由 2010 年起展望至 2035 年，總共考量了 OECD 及 non-OECD 國家 3000 項以上的政策與措施。三個情境中，**新政策情境**為中案，納入了全世界各國處理能源安全、氣候變遷與污染的政策承諾，即使仍未公布相關具體措施。這些承諾包括了坎昆會議達成的協議、G-20 及 APEC 國家決議淘汰無效率化石燃料補貼等。此情境提供了評估近來氣候與能源政策成效及限制的基準。**現行政策**顯示的是 2011 年年中前已施行的政策與措施若不改變的未來情況，現行政策也包括 WEO-2010 版中

的一些在 2011 年已實行的新政策，如中國的十二五計畫、印度再生能源憑證交易與新燃料車輛的推廣計畫、美國電器新標準等。**450 情境**則是設定了有 50% 機率可滿足全球均溫上升 2°C 以內目標的能源路徑，為達此目標，必須將大氣層中溫室氣體濃度長期控制在 450ppmCO₂eq 以下，2020 年前假設坎昆會議決議全數切實實施，2020 年後則假設 OECD 及其他主要經濟體都設立了使濃度低於 450ppm 的減碳目標。三個情境所用的 GDP 成長率相同，皆假設為平均每年 3.6%，non-OECD 國家仍為推動成長率的主力，在 2035 年的全球 GDP 占比將由 2010 年的 44% 上升至 61%。三種情境的未來排放量推估如下圖。



資料來源：IEA（2011），World Energy Outlook 2011。

圖 6-1 三情境溫室氣體排放量推估



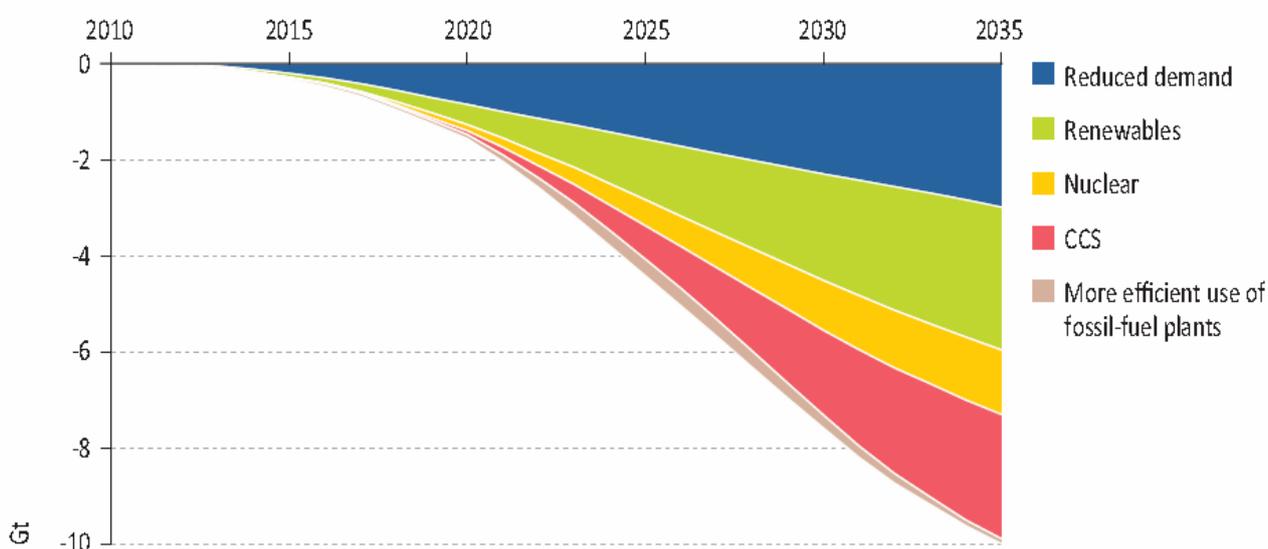
資料來源：同圖 6-1。

圖 6-2 450 情境與新政策情境之減量比較

就電力部門來看，目前所排放的二氧化碳占比為 41%，是減排潛能最大的部門，藉由燃料轉換、機組效率提昇及節約用電等措施，至 2035 年的累積減排浪可達 99.0Gt，等於所有部門減量總和的 2/3。2035 年由於電力部門減碳成效顯著，運輸部門將成為二氧化碳排放最高的部門。450 情境中低碳發電技術所發電力占比將由 2009 年的 1/3 上升至 2035 年的 3/4，這種轉變的主要原因為：

- 所有OECD國家及幾個主要non-OECD國家皆引進碳價機制
- 實施部署低碳技術(核能與CCS)政策
- 對再生能源發電技術之高度支持

電力部門各種技術、措施的減碳量如下圖

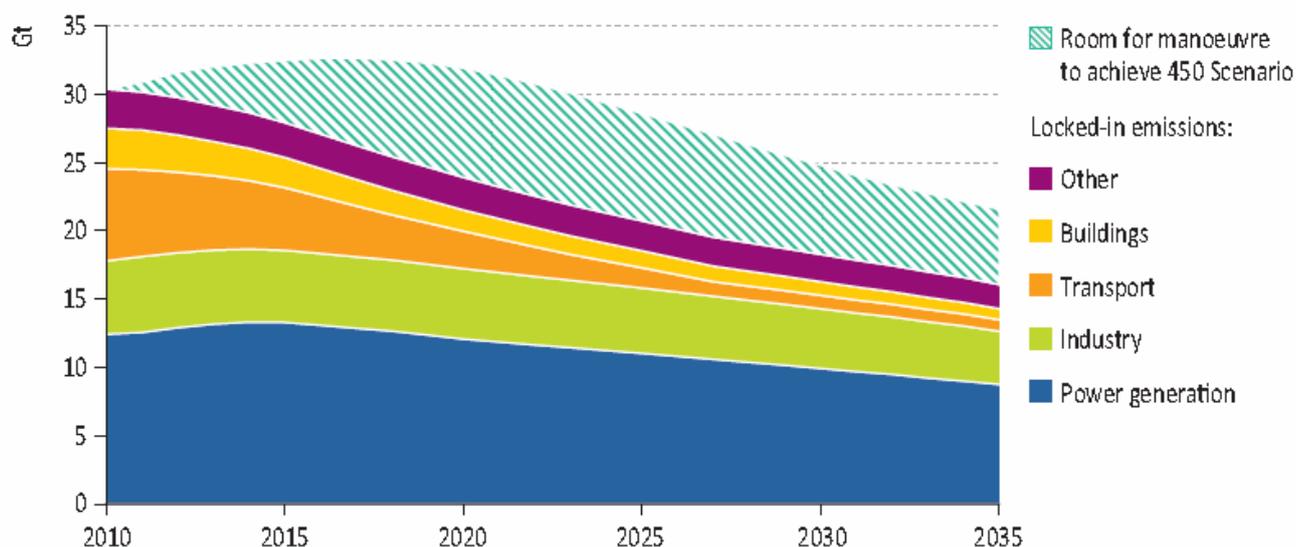


資料來源：同圖 6-1。

圖 6-3 450 情境與新政策情境之電力部門減量比較

2010 年全球的二氧化碳排放成長率較 2009 年增加 5.3%，為歷史新高，達 30.4Gt。新政策情境的二氧化碳排放量將持續升高，於 2035 年達到 36.4Gt，使氣溫上升 3.5°C；450 情境的二氧化碳排放於 2020 年達到最高點，然後逐年下降，2035 年之排放量為 21.6Gt，但所需的累積額外投資達 15.2 兆美元。國家別分析結果顯示，450 情境中，分析期間 80%的二氧化碳已經被既有的資本存量(如電廠、建築物、工廠等)「被鎖定」，政策減量空間有限(圖 6-4)，若國際合作減量行動在 2017 年前無法執行，則既有的基礎建設就會用掉所有可排放的二氧化碳額

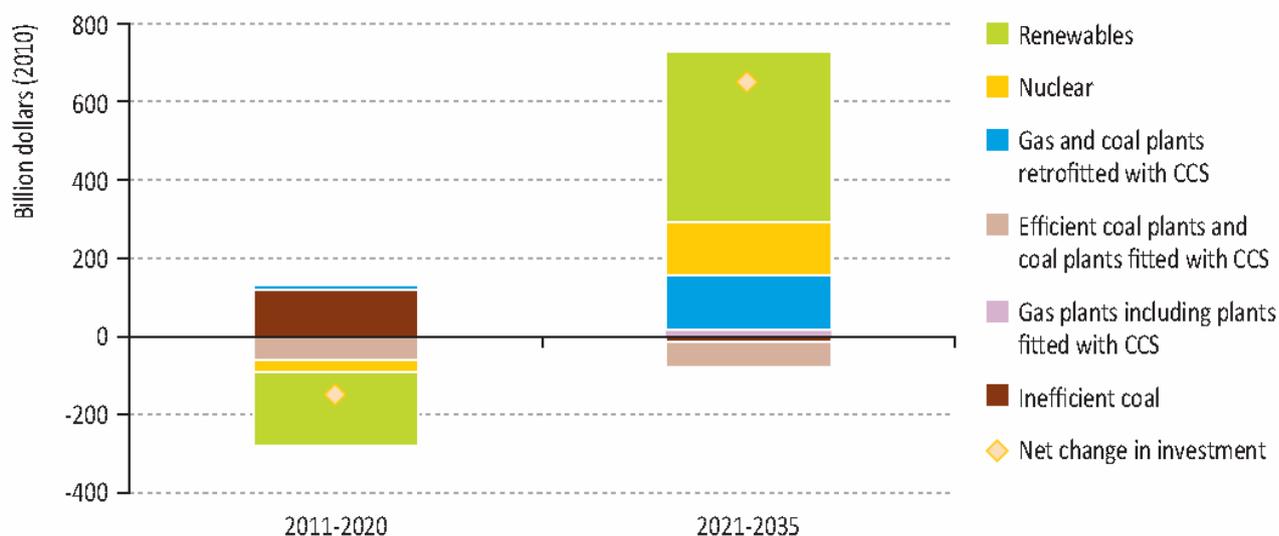
度，使得 2017~2035 年全部的新基礎建設都只能是無碳，雖然理論上只要投資夠高的成本是可能達成的，但在政治現實上可能不可行。



資料來源：同圖 6-1。

圖 6-4 2010 年「被鎖定」之基礎建設二氧化碳排放

電力部門由於資本壽年長，因此在「被鎖定」的二氧化碳排放中，有一半來自電力部門，若至 2015 年才採取行動，則火力電廠有 45%需要提前除役或改裝，且需另外投資於其他低碳發電技術。拖延減碳行動並不經濟，2020 年前每省下 1 美元的減碳投資，2020 年後必須以 4.3 美元來彌補。

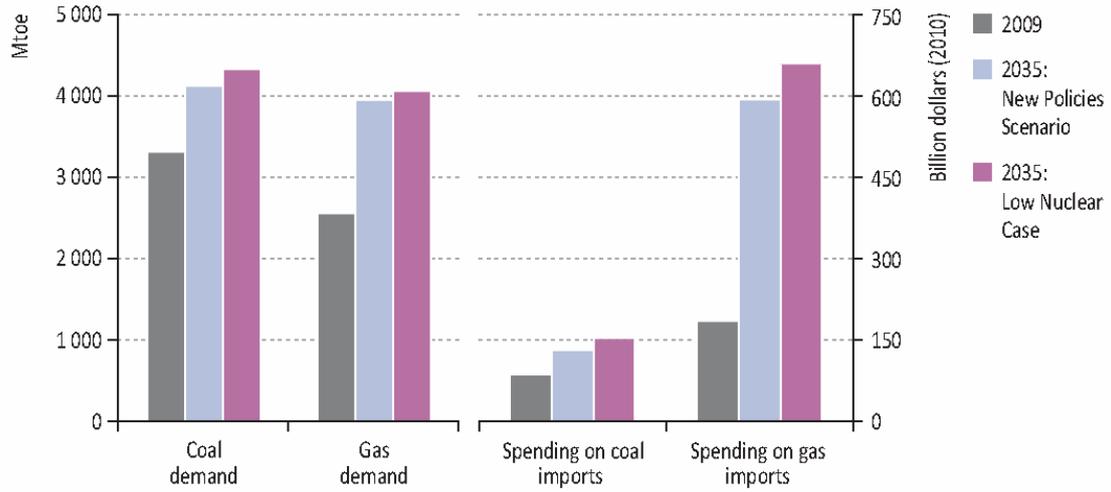


資料來源：同圖 6-1。

圖 6-5 發電部門延後行動於 2020 年前、後所產生之額外成本

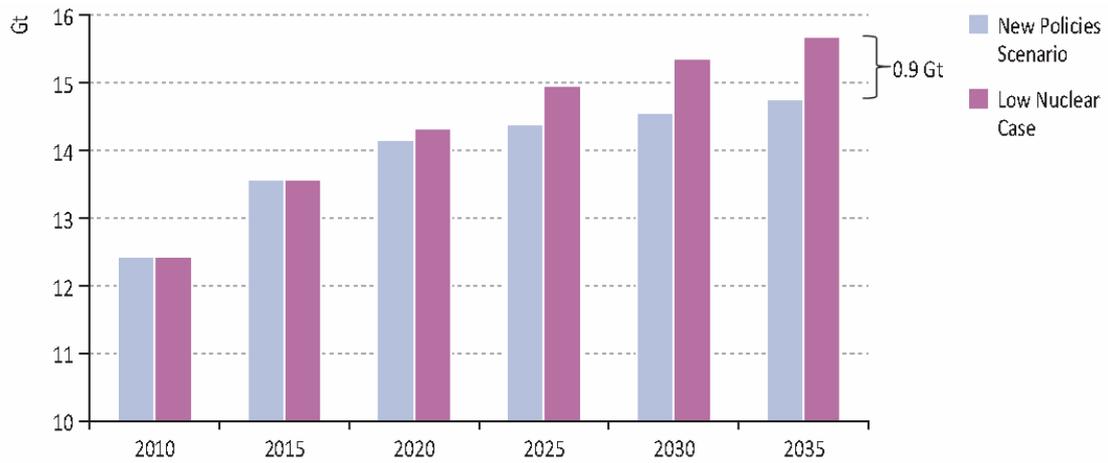
CCS 是關鍵減碳技術選項，450 情境較新政策情境減少的二氧化碳排放量，有 18%可歸功於 CCS，但 CCS 面臨了管制、政策與技術障礙，未來的部署充滿不確定性。在 CCS 延遲的 450 情境中，將 CCS 延後 10 年設置(亦即於 2030 年後才廣泛設置)，將使 450 情境成本增加 1.14 兆(8%)，並為其他低碳技術造成極大壓力。

雖然福島核災引起了一些國家對核能的疑慮，但中國、印度、南韓、俄羅斯等新興國家的擴張核能政策並未有顯著變化，未來這些國家的核電將大幅成長。WEO-2011 分析了今年能源界最迫切的議題，提供了一個「低核個案研究」，假設核能在未來能源供給量中少了一半(2035 年裝置容量 335GW，占比 7%)，來探討急速減少核能使用對全球能源版圖的意義。模擬結果顯示再生能源大量增加(增加 550TWh，目前德國再生能源發電的 5 倍)、進口能源成本提高(提高 12%)且能源多元性降低、因應氣候變遷更加困難。與新政策情境相比較，在 2035 年，低核情境的煤炭需求增加量(290Mtce)將為澳洲出口煤量的兩倍，天然氣需求增加量(130bcm)約為俄羅斯天然氣出口量的 2/3(圖 6-6)，電力部門的二氧化碳排放增加 2.6%(0.9Gt，圖 6-7)。受衝擊最大的是欠缺自產能源資源而原來打算倚賴核能的國家，比利時、法國、日本、南韓等，新興國家如中國、印度要滿足迅速增加的電力需求也更形困難。若在低核前提下又要滿足 450ppm 目標(低核 450 情境)，則需多投資 1.5 兆(10%)於再生能源及目前尚未成熟的先進低碳技術。



資料來源：同圖 6-1。

圖 6-6 低核情境的全球初級煤炭與天然氣需求與進口支出



資料來源：同圖 6-1。

圖 6-7 低核情境的二氧化碳排放量

柒、 2011.10.6 IEA (II) 低碳化下的電力市場設計

與能源及氣候政策有關的團體正更關心目前電力部門在去碳化下，電力市場架構的合宜性，最先針對此一問題進行討論是英國。英國府業已宣示將對電力市場進行重大改革。爭議的議題有二，一為當市場交易價格隨著燃料價格波動，是否意謂此一電力市場是屬於低風險市場，一為當大量再生能源及核能發電加入發電行列後，低或零的電力交易價格會對投資者造成風險。投資的延後將導致減碳成本的增加，故降低風險對策的成本有必要做為成本最小化的內涵；針對這些問題，目前已有各種對策正被探討。

一、 電力市場的新挑戰

電力部門去碳化將對電力投資產生重大改變；依據 IEA 450 的減量情境，為了達成 2010 年 12 月在 Cancun 獲得的共識—全球的溫升控制穩定在 2°C，電力部門有必要儘早進行去碳化。在 450 減量情境下，預計至 2020 年投資在低碳發電設備（包括再生能源、核能及火力電廠搭配碳捕捉封存技術等）占總新增容量的 55%，從 2020 到 2035 年間則占 91%；而在 OECD 國家中，同期間投資在低碳發電技術的容量占比則分別為 70% 及 95%。(IEA, 2010)

在電業已自由化的國家中，電力部門的投資決策是分散來自不同機構，故投資決策受政府政策的影響較小。投資者將評估電廠投資、運轉與維護、燃料及碳等成本，及電力市場與其他措施可獲得的預期收益等。然而在投資決策中，不確定性及風險對預期的成本及收益將有重大影響，甚至左右投資決策。

在許多抑低電力部門碳排放的分析中，大多聚焦在政府政策的介入，以引導低碳技術的開發，降低他們的發電成本，進而降低長期減碳成本。雖然如此，長期的風險及成本卻一直被關注，依目前的電力市場設計，投資興建一初期建廠成本高之低碳發電技術，比繼續投資興建傳統火力電廠將面臨更高的風險？就現階段而言，即便是當地的碳交易價格或政策的介入使得發電計畫符合成本效益，風險的提高業已減緩在低碳發電設備上的投資。

低碳發電設備投資的減緩將導致未來減碳成本的增加，故因應風險的政策有必要視為構成成本最小化的因素之一；同樣地，一旦電力部門去碳化所衍生風險的因應對策納入考量後，又產生另一新的質疑，即這些風險抑低措施對電力市場還有什麼影響。

二、 標準電力批發市場的設計及風險

在一標準的電力批發市場裡，邊際計價法（marginal pricing）決定現貨市場的電力交易價格，發電公司以足以回收其短期營運成本（包括燃料及二氧化碳成本）的價格在市場上競標，而市場則是以投標價格高低做一排序，並由價格最低者之投標容量開始往上增加，直至滿足負載需求為止；在一般情況下，最後被調度到發電機組稱為邊際機組，其投標價格即為市場的交易價格，即所有被調度的發電機組均按該價格計算售電收入，儘管其投標價格低於該交易價格。在許多的電力交易市場，現貨市場的電力交易價格常取決於燃氣機組之投標價格；而在尖峰用電期間，常常需調度成本更高的發電機組，此時現貨市場的交易價格將上揚。當現貨市場的交易價格高於發電公司的投標價格時，發電公司將可以獲得額外的收入，該收入又稱為超邊際租金(infra-marginal rents)，此一額外的收入將用來幫忙回收電廠的建廠投資費用。

碰到負載突增或在輸電網路發生壅塞的地區，電力市場的交易價格將大幅攀升，遠高於任一電廠的短期營運成本，這種罕見的市場交易價格也是市場正常運作下的必然現象，且也是提供發電業回收建廠成本的機會，尤其是只在尖峰期間運轉發電之業者，如果在尖峰期間，電力交易價格受約束，無法大幅攀升，發電業將無法回收其建廠成本。

一個可供選擇的市場設計特徵為容量機制，此一容量機制將可確保有適當的發電容量去滿足尖峰負載需求；在一些實際操作的案例中，此一機制將使得尖載機組透過另外一種電費給付方式獲得更多資金；在一傳統只有能量交易市場的市場設計中，電力交易價格變動將非常劇烈，不利於尖載電源取得資金。對尖載機

組而言，容量電費機制提供更明確穩定的投資環境，但此卻需要管制者訂定適當的容量及電費水準。此一容量電費將適用於系統中所有的發電機組，以確保他們在尖峰負載期間可隨時接受調度，或提供一些只想在尖峰負載期間發電的發電業者提供誘因。當然容量機制的價值也受到挑戰，即更確定的價格與更高的報酬（不當的管制決策導致市場失靈，造成更高的交易價格）間如何取捨。

理論上，在以邊際成本計價的模式中，所有的發電設備終究都可以回收其營運成本及建廠投資費用，且發電業不需要承諾何時蓋電廠，除非他預見他的成本可以回收。雖然如此，發電業欲回收其建廠投入資金的風險卻變動非常大。市場的不確定性並非是新的產物，它是市場本質上即存在的，但在推動低碳的過程中，投資者很難精準地評估政治與政策介入後的風險，再者如果没有像 *feed-in tariffs* 這種優惠電價制度去降低投資風險，對低碳能源的投資者而言，目前的市場架構根本就是充滿風險。

風險 1：投資者暴露在化石燃料價格及碳價的不確定性

令人驚訝的是，依目前市場以邊際成本計價方式，核能及再生能源暴露在化石燃料價格及碳價的不確定性比傳統火力電廠還要高。以燃氣複循環電廠為例，該型發電技術常決定市場的交易價，故其價格的設定已調整反映所有成本，包括燃料及二氧化碳成本，而在尖峰用電期間，由於是由更高發電成本的機組決定交易價格，故可以獲取更高的利潤，足以幫助它回收初期的建廠成本，正由於由燃氣機組設定市場交易價格，它的獲利並不會因為氣價及碳價的波動而有太大影響。

相反地，對一初期建廠成本高，低營運成本低的發電技術，如核能及太陽光電而言，其暴露在化石燃料價格及碳價不確定的風險更高，此主要是由於其發電成本相當固定，但市場的交易價格卻常常變動，可用來回收其初期高建廠成本的售電收入就變得非常不穩定。

即便低碳發電技術具成本效益，但由於低碳發電技術將長期暴露在化石燃料價格及二氧化碳價格不確定性的風險中，因而鼓勵投資者繼續投資興建燃氣電

廠。

風險 2：一旦電力部門低碳化後，投資者將暴露低的市交易價格

隨著電力部門的低碳化，對初期建廠成本高，低營運成本低的低碳發電技術，如核能及太陽光電的發電容量占比將因系統逐漸減少化石能源電廠的興建而逐漸提高，電力市場的交易價格不再取決於化石燃料電廠，而是由營運成本低的核能及再生能源所取代。在德國及西班牙，由於政府大力支持風力的開發，使得電力市場的交易價格大幅下降，甚至出現負值。

隨著電力市場交易價格偏低的情形愈加頻繁，超邊際租金的收益逐漸減少，使得仰賴市場交易價格回收投資費用的低碳發電業者的經營更加困難。理論上，尖峰時段更高的電力交易價格可以彌補此收益的下降，但高度的不確定性及波動大的現金流量將帶給投資者更多的風險及融資更加困難。

此外，一旦電力部門低碳化後，低碳的發電業者還可從二氧化碳的價格獲取多的少的收益？當電力市場的交易價格是由火力電廠來決定時，所有的碳成本均會反映在電力市場的交易價格：一旦電力市場只有低碳能源在運轉發電，電力市場的交易價格將不會含有的碳的成本，故交易價格將大幅滑落。

當碳價格使得高二氧化碳排放的機組喪失競爭力時，也將使得低碳電廠無法獲取足夠的收益回收其初期的高建廠成本；也就是當電力系統走到高度低碳化時，碳價格對電力市場交易價格的影響力將逐漸消失，也亦即當政策驅使低碳能源的大量開發後，碳價格也就不再具有任何作用。

低電力交易價格期間的存在不但對低碳技術的經濟性是一種風險，也大幅提高從火力電廠獲得收益的不確定性。當電力系統中的間歇性再生能源占比提高時，持續興建傳統火力電廠以確保電力供需維持一致是非常必要的。當電力系統的發電結構進入低碳化，投資者仍將非常願意去投資興建傳統火力電廠，那怕是被調度的時間多寡仍不確定。

有一點也是必需記住，發展中低碳技術並不是只有再生能源核能發電而已，如果二氧化碳捕捉儲存技術最後被廣泛使用的話，由於搭配 CCS 火力電廠的短

期營運成本更高，而這些電廠將決定市場的交易價格，市場交易價格將轉趨升高，進而造成另一種市場動能的釋放。核能、再生能源及搭配 CCS 火力電廠間的平衡將會對電力市場的交易價格產生重大的影響，進而影響投資計畫的可行性。故電力市場的設計必須針對領域予以強化。

風險 3：提高消費者的價格

電價上升常是政治上及社會上爭議的焦點，即便是政策改變導致電價的上升，本質上亦不應調整電價。如此一來，發電業如何確保回收新投資的問題即有答案了，即發電業不應該有暴利的情形發生。

當電力部門進行低碳化，從初期到中期的電力市場交易價格仍大都取決於火力電廠。以英國電力市場為例，預計至 2030 年期間，約有 85% 的電力市場交易價格將取決於燃氣機組，即使其燃氣發電占比只有 10%；而市場的交易價格也反映燃氣機組所負擔的二氧化碳成本，電力用戶則承擔所有的費用，那怕是屆時再生能源為主要的發電能源。當發電業的新投資必須靠超額的收入來回收其建廠成本時，此將導致既有的低碳發電技術，如核能電廠有超額的利潤。

當碳的價格納入發電機組的發電成本中，上升的電力交易價格有助於讓更乾淨的發電能源獲取利潤；當電力市場的交易價格係採邊際成本計價法，對某些既有發電業產生超邊際租金的上升是很自然的一件事。允許電價調升至可吸引投資者進入，並兼顧者權益的決策是要有效率的，且理論上應符合成本效益最適化原則。如果反對電力交易價格的調升，恐會延緩氣候變遷行動的施實，政府勢必需另外找低電價調整的減碳方案，或會從既有電廠獲取暴利上著手。這些解決方案可能會導致整體經濟上的損失。

二氧化碳計價導致電力交易價格上升的也可能會導致反方向對低碳能源價格的壓抑（如風險 2 所述）。

三、 低碳化的電力市場改革方向

低碳化的電力市場改革方向，一為低碳電力提供不同的市場機制，一為市場

大幅改革，以確保初期建造成本高的電廠也能回收建廠投資費用。

（一）為低碳電力提供不同的電力交易市場

最常見的做法是透過市場以外的另一電費給付方式，為低碳能源技術提供更明確的投資環境。

- 優惠電價(Feed-in Tariffs)：FIT 是一種固定費率、電力交易價格外加一獎勵金或價差合約(contracts for differences)。
- 為乾淨能源建立交易市場：針對發電業課以乾淨能源義務，英國及澳大利亞的電力市場均已對再生能源訂定配比義務，美國也正考慮訂定「清潔能源配比」。

在實際運作上，這些措施常有重疊情形；FIT 可以透過投標或拍賣方式得到一固定的發電量；同樣地，針對不同的發電技術訂定優惠價格，也可以達到各種不同再生能源的配比義務。從電力市場整體運作來看，這些措施仍有根本上瑕疵。當低碳能源發電占比增加時，傳統電力交易市場的規模及流動性將萎縮，火力電廠的投資者可能為確保電力穩定供應而持續留在電力市場中，但他們將面對發電時數及價格的高度不確定性。而建議的解決方案是提供補貼的機制，而這個補貼的機制就是容量電費，只要發電廠可以配合指令做電力平衡或滿足尖峰用電時，機組即可收到容量電費，此外，發電廠亦可以依實際的發電量及電力市場的交價格獲取能量電費收入。

最後，如果所有的發電量均可以透過潔淨能源的合約、可交易的證明或容量電費，系統管制者將扮演更多的角色，包括決定各種發電能源的需要量，以降低二氧化碳的排放及確保電力系統的安全，甚至包括決定這些電能的價格。這種做法將使目前的電力市場運作方式產生重大的變革；依目前電力市場運作方式，投資決策的取決除考慮主要的成本及管制者做為所引發的風險因子外，尚有預期的電力交易價格。

（二）全面介入電力市場

就長期而言，一旦低碳的政策目標及措施確定後，電力市場即遭全面的干

預，大幅改革電力市場是否優於另外建立一個低碳能源的交易市場是一個值得深思的議題。

就改善低碳技術的經濟性而言，除碳價是一個標準的政策工具；嚴苛的二氧化碳排放上限(會導二氧化碳價格的上揚)，或課徵碳稅以提供更明確的投資環境等，將會導致投資者選擇低碳發電技術，取代傳統的火力電廠。

精確的外部排放價格將有助於適當地分散投資決策，故光是較高且明確的碳價格不足以因應前面所提的各種風險，低碳的發電業者仍必須去設法處理化石燃料價格的不確定性，所有的發電業仍必須面對當發電結構低碳化後，低電力交易期間無法回收報酬的問題。依英國的分析，提高碳價是可以促進低碳化，但光靠它仍是不夠的。

市場全面管控標準的訂定也可以是被拿來考量，例如更嚴苛的排放標準的要求。同樣地，儘管這些措施有利於低碳發電技術的開發，但仍法因應市場化石燃料價格的不確定性及電力交易價格下降的情形。與碳價相較，管制的手段相對不具效率，且減少二氧化碳的成本也相對較高。

一個更廣泛或許是純理論的解決方案可以用來延伸容量電費機制，應用到電力市場中所有發電，這些有助於所有發電業，不論其是使用的低碳發電技術或提供系統平衡功能的傳統火力電廠，都足回收其建廠成本。當發電業的發電設備於電力交易程，中確保機組可用可隨時被調度，均可以另外獲得容量電費，且如果該機組確實有被調度發電，該機組均可以回收其發電成本。目前的容量電費機制只能應付解決系統安全問題，且只能吸引傳統火力電廠，故應該再做改革，達成引進低碳技術進入電力市場的第二重目的；改革容量市場的詳細方案雖尚未浮出，但概念設計部份業已被拿來討論。電力市場的改革從原有單一的電力批發躉售市場，到輔助服務市場介入，如熱機備轉、電壓支援及頻率調整等，未來又要走向容量市場的引進。

到了最後，電力市場的改革會從市場模式回到系統模式，即中央統籌採購(a “central purchaser” model)，調度者負責購買所有的電力，調度者決定電力系統

運行所需的各種需求，取代競爭市場下市場參與者以價格為基礎所扮演的角色；這將與充分競爭的自由市場脫勾，又回到改革前的市場運做模式。此在英國早期政策討論中被提出的時候，即曾因為維持批發市場下的電力交易效率而不被認同。

四、 英國電力市場改革方向

爲了促進電力部門邁向低碳化，英國已完電力市場再造方案，其內容包括：

- 碳價的維繫（Carbon price support）：歐盟碳交易市場的碳交易價格將以一種替代稅的方式—氣候變遷稅（a climate-change levy）反映在電力市場交易價格中。
- 對所有投資低碳發電技術的發電業提供長期合約：在確保電力市場在有效率下運作之同時，也提供長期的價差合約（contracts-for-difference），以確保使用低碳發電技術的發電業者可以回收其建廠成本。
- 訂定容量電費，以幫助提供系統平衡及滿足尖峰用電的發電業回收建廠成本。
- 針對新建的火力發電廠訂定二氧化碳排放強度標準（Emissions performance standards），以做爲達成二氧化碳減排目標的防護網。

五、 總結

由於風險的提高，批發市場的設計阻礙投資者投資初期建廠成本高，營運成本低低的發電技術，使得市場無法獲取最適的低碳發電結構。低碳技術遲遲未能加入發電行列中，將導致未來減碳成本的增加，故政策有必要將風險的因應納入成本最小化的一部份。政策決策者所面的重要課題爲，是利用訂定目標的手段去確保低碳發電技術的成本回收，抑採取電力市場改革方式，如引進容量電費機制。

捌、 2011.10.6 IEA (III) 結合政策工具之最小成本氣候減緩策略

一、 IEA背景介紹

國際能源總署 (International Energy Agency ; IEA) 成立於 1974 年 11 月，屬於經濟合作發展組織 (OECD) 下之獨立機構，目前計有 28 個會員國。IEA 透過研究分析報告，協助提供會員國可靠、充分及潔淨能源等相關資訊，促進會員國之能源安全。會員國有義務維持 90 天石油淨進口之安全存量。

IEA 主要有四個目標：

- 確保會員國享有可靠與充裕之各類能源供應。
- 促進永續能源政策，以刺激經濟成長與環境保護，特別是減少溫室氣體排放，以防止氣候變遷。
- 透過蒐集與分析能源資料，提高國際市場透明度。
- 支持能源技術之全球性研究合作計畫，包括能源效率改善與低碳技術發展，以確保未來能源供應並減緩其對環境之衝擊。
- 透過與非會員國、產業、國際組織及利害關係人等之對話，以尋求全球能源挑戰之解決方案。

二、 結合政策工具之最小成本氣候減緩策略

(一) 去碳成本

為配合全球能源系統「去碳化」(decarbonising)，需要快速且擴大投資於全球規模之潔淨技術 (clean technologies)。在此過渡階段，如何以最小成本進行轉換將是一重要課題。IEA 嘗試在真實世界限制下，提供氣候變遷決策指引，特別是碳價與其他輔助政策間之交互影響，以及如何管理已做出最小成本之政策。

整體經濟社會去碳化成本，預期對經濟成長率影響不大 (如美國環保署模型實證結果顯示，相較於基線情境 2050 年 GDP 達 35.4 兆美元，若在 83% 的排放減量情境下，則 2050 年 GDP 達 34.9 兆美元；相當於 GDP 年平均成長率由基線情境的 2.50%，降至 2.46%。)；然而，去碳化之絕對成本仍是可觀的，特別是

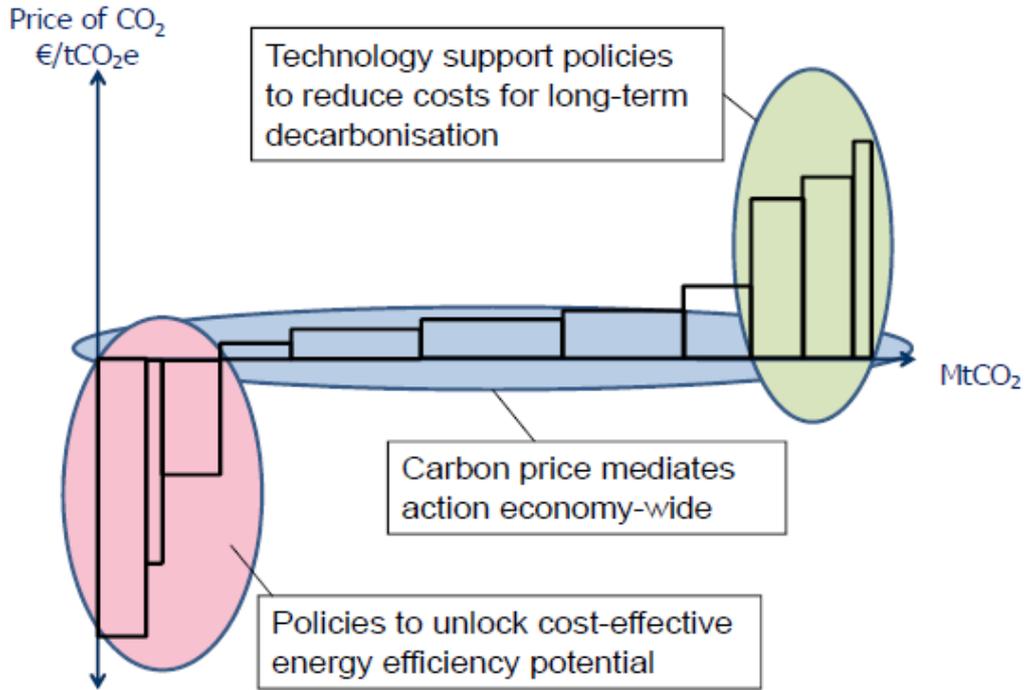
某些特定部門，應設法將成本極小化。降低成本除了使既定減量目標較易達成外，亦可使決策者有意願訂定較嚴格之減量目標。狹義之「最小成本」係指過渡期間內避免排放 CO₂ 之最小執行成本的減量措施組合。

成本有效（cost-effective）政策之三種廣義標準(Duval, 2008; OECD, 2009)：

- 政策引領整體經濟社會各部門廣泛且均衡的減量活動（短期：靜態效率），此表示不同部門的邊際減量成本均相同（即發掘所有部門的減量機會，直至各部門的減量成本均相同），包括影響能源效率潛力之成本有效性的障礙排除。若某些部門較低成本之減量機會未能掌握，則意味其他部門可能須多些較高成本的減量活動，則整體經濟社會的總減量成本也將隨之增加。
- 成本有效政策可刺激潔淨技術之創新與擴散，可降低未來之減量成本（長期：動態效率）。
- 成本有效政策可有效地應付不確定性。雖然不可能正確預測所有減量機會或其成本如何變化，然政策本身即具彈性（特別是碳價機制），易於發掘最小成本之減量活動組合。

(二)碳價

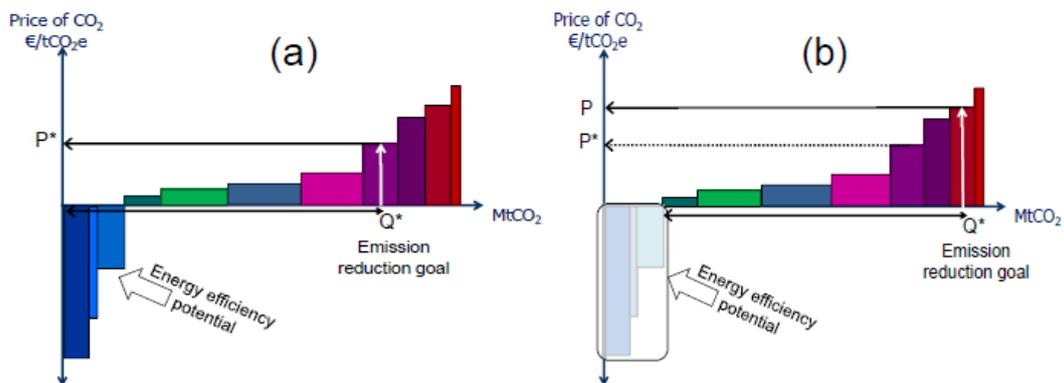
在一理想市場，碳價係最小成本減量之關鍵因素，因價格政策本身即具效率，可提供最具成本有效之減量誘因。然而，碳價需要其他輔助政策支援，打破既有市場障礙，以充分釋出最小成本之減量潛力。兩個主要輔助政策如下，詳圖 8-1 所示，包括：成本有效之能源效率政策，以釋放碳價訊號所未能顧及之減量潛力(Ryan et al., 2011)，RD & D (研究、開發及示範；research, development and demonstration)，以及技術發展政策，俾引進新的減緩組合。



資料來源：IEA（2011），Summing up the parts: Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation strategies.

圖 8-1 核心政策組合：碳價、能源效率及技術政策

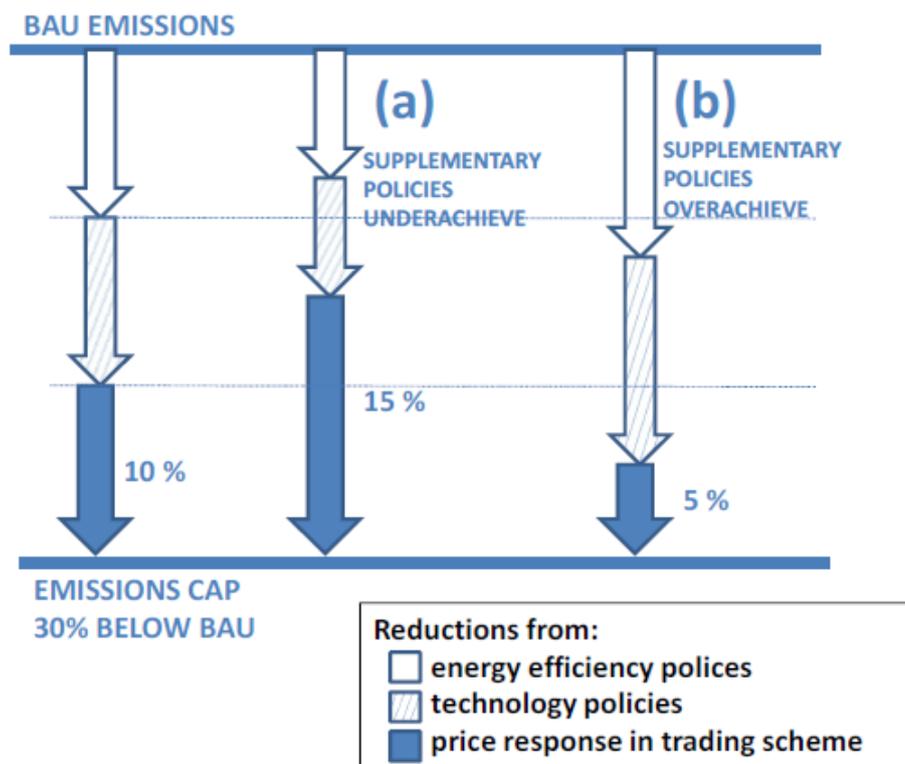
倘若成本有效之能源效率機會未能掌握，則在相同減量水準下，碳價將會提高，如圖 8-2 所示，碳價由 P^* 增至 P 。此外，技術擴散政策短期雖會增加成本，但新技術成本在未來數十年間將會顯著降低，連帶使得嚴格減量目標之長期成本降低。



資料來源：同圖 8-1。

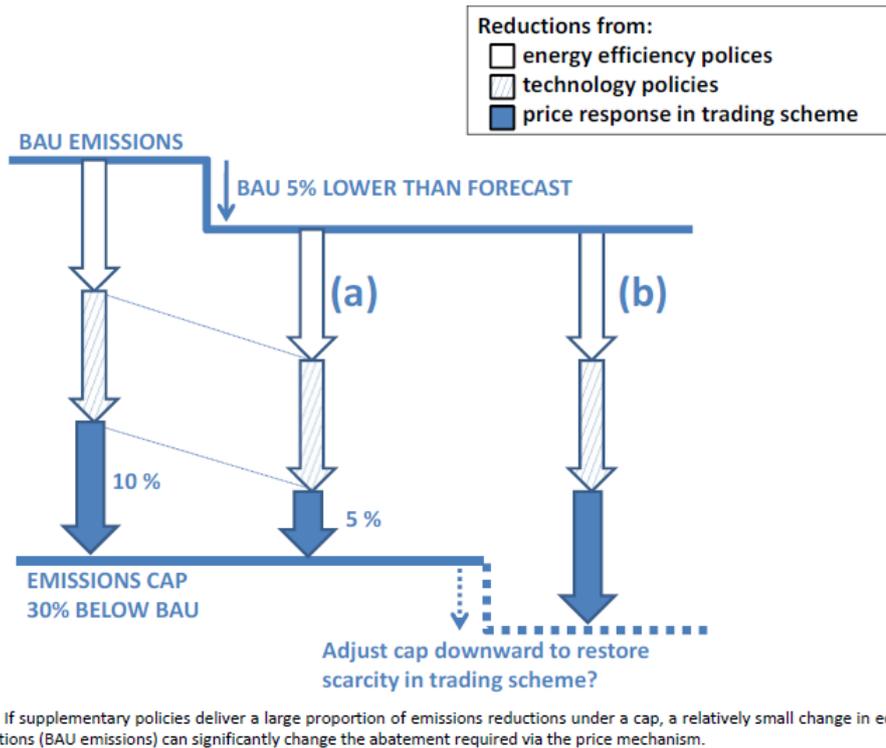
圖 8-2 無視能源效率潛力導致較高的碳價

輔助政策所帶來排放減量的不確定性，使得碳排放總量管制系統之碳權需求亦產生不確定性，連帶造成碳價更多的不確定性。如圖 8-3 所示，30%排放減量目標，部份係由輔助的能源效率與技術政策所達成，其餘則由碳價負責調節達成。若輔助政策超過或不及原先預期減量水準，則碳價機制之碳權需求可能會偏高或偏低，使得碳價亦充滿不確定性，投資者可能因此而卻步。同理，若輔助政策在總量管制目標之減量水準佔一重大比例(能源效率與技術擴散政策預期各佔 1/3)，則影響排放總量之經濟條件溫和的變動，如經濟前景比預期的略差，使得實際排放較原本預期基線排放減少 5%，若輔助政策減量比例維持不變，則透過碳價機制，將導致所需減量水準顯著的減少，由原先佔總排放減量的 10%降至 5%，使得碳價下跌，會造成投資決策延遲，須待碳價恢復較高水準方會進場投資，如圖 8-4 所示。



資料來源：同圖 8-1。

圖 8-3 輔助政策顯著影響碳價



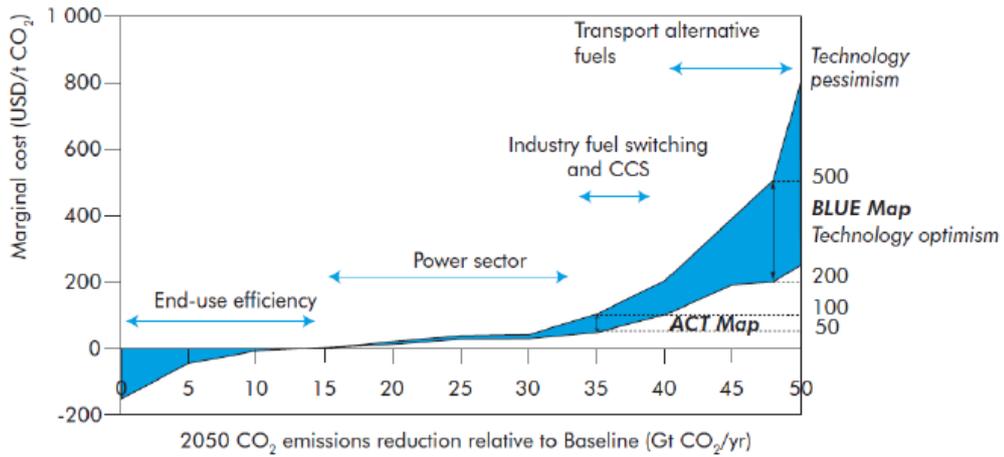
資料來源：同圖 8-1。

圖 8-4 排放交易系統下排放基線（BAU）變動之衝擊

（三）「最小成本」

1. 狹義之「最小成本」

尋求成本有效之政策組合，須先了解整體經濟社會中之減量機會及其成本，通常以邊際減量成本（marginal abatement cost；MAC）曲線表示。該曲線可量化與排序不同減量活動之成本，如圖 8-5 所示。減量活動估算無法十分精確，因不可能事先了解所有減量組合、成本及未來發展趨勢，為碳價可激發潛在的減量機會。圖左下方負成本排放減量機會區塊，主要為能源效率機會，若執行將可省錢。圖中央有一大塊減量成本溫和上漲區域，主要為電力部門，此表示碳價低於每噸 CO₂50 美元，則在既有技術下，排放減量仍可有相當成效。然若要達到僅增溫 2°C 的目標，則尚須引進較高且不確定成本之新技術，如 CCS 與替代性運輸燃料。



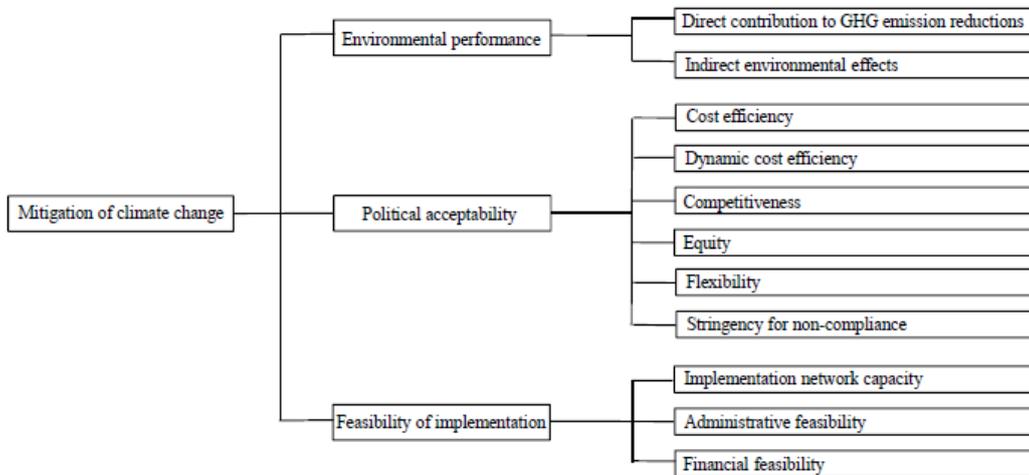
Source: IEA, 2008a

資料來源：同圖 8-1。

圖 8-5 整體經濟體系邊際排放減量成本

2. 廣義之「最小成本」

廣義之「最小成本」係指政策成本最小。因在真實世界的政策設計（policy design）受到許多限制，經濟成本（較減量措施本身之直接成本更為廣泛）及其由社會中誰負擔等問題亦十分重要。決策者除考量減量直接執行成本最小之目標外，尚須兼顧其他潛在目標。Konidari and Mavrakis (2007)在審視許多真實世界之決策過程後，提出層級觀念，如圖 8-6 所示。此一政策評估架構，通常係根據不同準則予以加權，藉以評估不同政策組合之優先順序，如多目標評準決策分析，在多目標下，決策者可得知哪些政策組合最佳。



Source: Konidari and Mavrakis, 2007. Reprinted from Energy Policy 35/12, P. Konidari and D. Mavrakis, A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments, pg. 6241 (2007) with permission from Elsevier.

資料來源：同圖 8-1。

圖 8-6 發展氣候變遷政策之評準層級

(四)氣候減緩政策

為達氣候減緩目的，須執行許多相關政策，包括碳價（碳稅、排放交易），管制（效能標準、技術標準），直接援助（補貼），研究、發展與擴散，以及明確的長期減量目標，如表 8-1 所示。

表 8-1 氣候變遷減緩政策

Policy Type	Policy options
Price-based instruments	Taxes on CO ₂ directly Taxes/charges on inputs or outputs of process (e.g. fuel and vehicle taxes) Subsidies for emissions-reducing activities Emissions trading systems (cap and trade or baseline and credit)
Command and control regulations	Technology standards (e.g. biofuel blend mandate, minimum energy performance standards) Performance standards (e.g. fleet average CO ₂ vehicle efficiency) Prohibition or mandating of certain products or practices Reporting requirements Requirements for operating certification (e.g. HFC handling certification) Land use planning, zoning
Technology support policies	Public and private RD&D funding Public procurement Green certificates (renewable portfolio standard or clean energy standard) Feed-in tariffs Public investment in underpinning infrastructure for new technologies Policies to remove financial barriers to acquiring green technology (loans, revolving funds)
Information and voluntary approaches	Rating and labelling programmes Public information campaigns Education and training Product certification and labelling Award schemes

Source: Based on de Serres, Murtin and Nicolletti (2010).

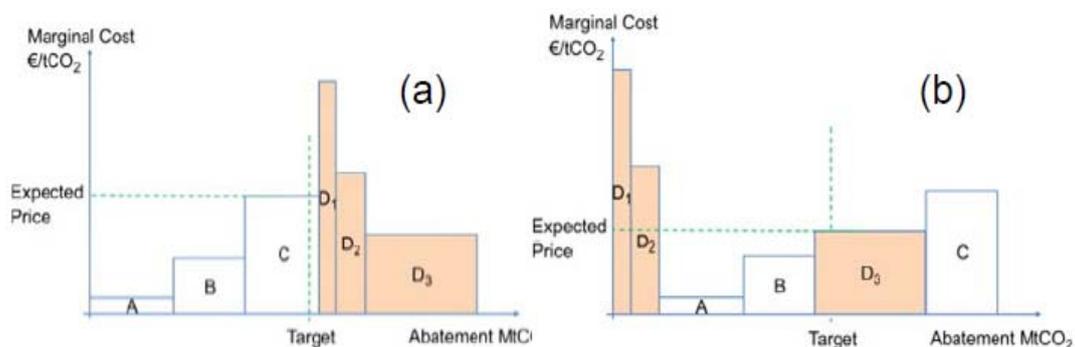
資料來源：同圖 8-1。

Blyth et al. (2009)以圖例方式說明技術學習的效益。其考量不同情境之碳市場總成本與邊際價格，並加入早期技術支援，如圖 8-7 所示。若依減碳技術”D”，其成本按擴散階段 D1、D2 及 D3 依序降低。圖 8-7 (a) 顯示，若僅使用碳價機制，則較早的擴散階段 D1 與 D2 較預期碳價為高，故不可能執行，所以較低減碳成本的 D3 階段不可能進入市場，惟有較高減碳成本的 C 技術可進入市場。

圖 8-7 (b) 顯示，若早期擴散階段 D1 與 D2 獲得輔助政策支持，則較低減碳成本的 D3 階段即變為成本有效，且可連帶降低邊際價格。

一項針對歐洲電力部門的研究指出(Eurelectric, 2010)，若僅單獨使用碳價機制來減碳，則 2030 年與 2050 年碳價分別達到每噸 CO₂128 與 304 歐元；相較於

主情境：支援再生能源發展至 2020 年、提升能源效率政策、支持 CCS 發展以及運輸部門電氣化政策，則 2030 年與 2050 年碳價分別降至每噸 CO₂52 與 103 歐元。

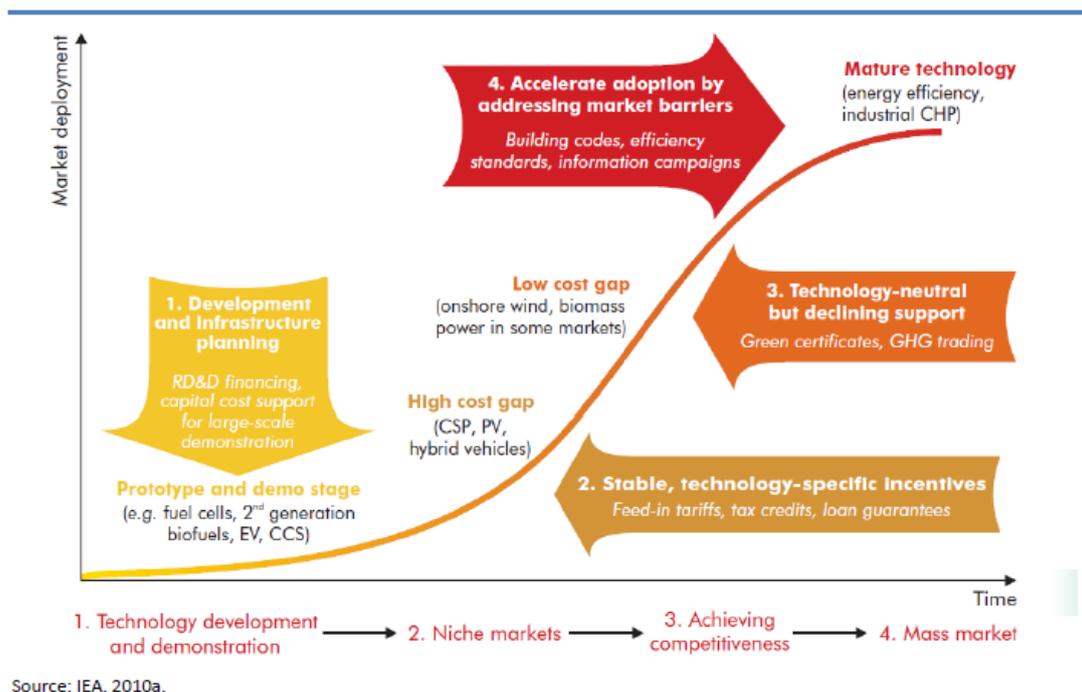


Source: Blyth *et al.*, 2009. Reprinted from Energy Policy 37/12, W. Blyth, D. Bunn, J. Kettunen and T. Wilson, Policy interactions, risk and price formation in carbon markets, pg. 5194-95 (2009) with permission from Elsevier.

資料來源：同圖 8-1。

圖 8-7 早期技術支援可降低長期成本

IEA 能源技術展望 (IEA, 2010a)，根據一系列關鍵技術形成技術 roadmap，並設立 RD&D 及技術擴散的 milestone，在全面過渡階段成本最小化前提下，引進這些技術至市場，如圖 8-8 所示。圖中臚列出每一階段技術擴散所需適當政策，包括 RD&D 融資、租稅減免、貸款保證、再生能源保證收購價格 (FIT)、交易期程、效能標準及相關資訊揭露措施等。



資料來源：同圖 8-1。

圖 8-8 技術發展不同階段之適當政策支援

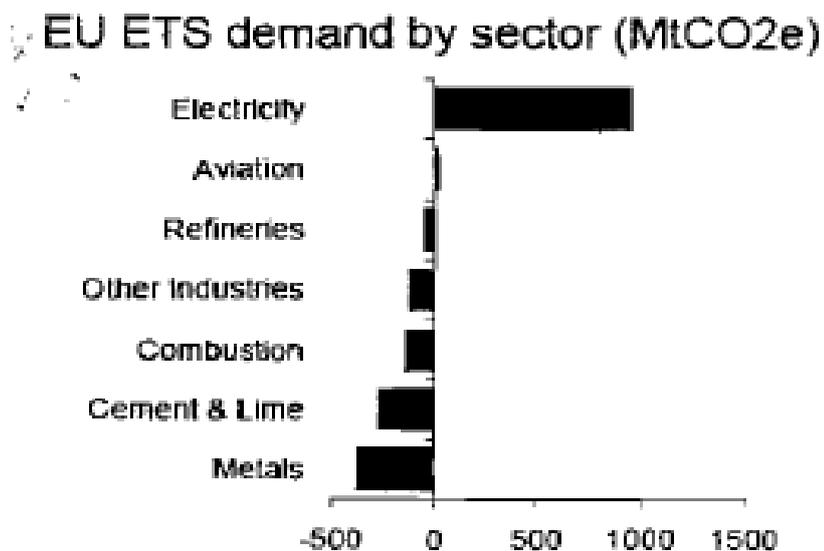
玖、2011.10.7 BlueNext

一、 歐盟碳排放交易歷史回顧

回顧歐盟碳排放交易機制(European Union Emissions Trading Scheme ; EU ETS)，20 世紀全球增溫 1。C，預期 2100 年全球將增溫 2。C 至 4.5。C，氣候變遷將對人類產生威脅。1997 年 12 月 40 個工業化國家（附件一國家）於日本京都簽署京都議定書，承諾減少溫室氣體排放量較 1990 年水準低 5.2%，以對抗全球氣候變遷。

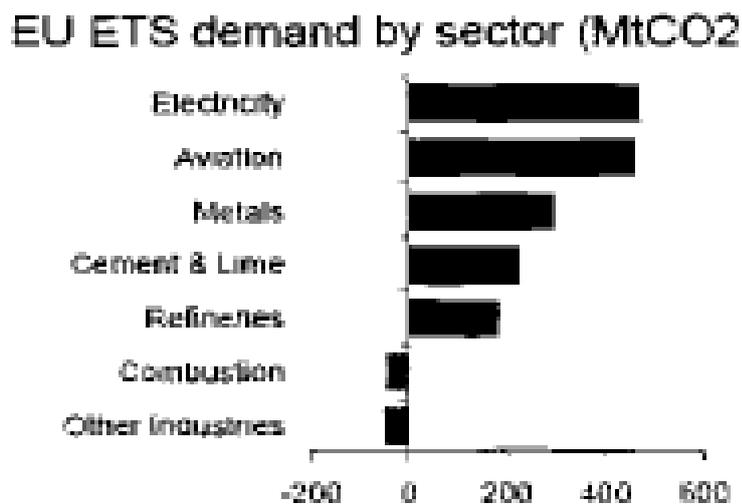
歐盟指令 2003/87 創建歐盟碳排放交易機制，共有 27 個會員國參與，目標為降低 CO2 排放量較 1990 年水準低 8%，適用範圍包括能源、水泥產品、金屬、玻璃、造紙及礦業等 6 大高排放部門，11000 個工業場所。歐盟碳排放交易機制第二階段（2008-2012）因受到金融風暴影響，許多工業部門（水泥、造紙等）產量顯著較 BAU 情境減少，溫室氣體排放亦隨之降低，故對碳權需求不像以往

積極（如圖 9- 1 所示），對碳價形成下跌壓力，預期第三階段仍將維持碳價下跌壓力。歐盟碳排放交易機制第三階段（2013-2020）預期電力部門仍將是碳權最大需求部門，如圖 9-2 所示。歐盟碳排放交易機制第二階段與第三階段比較，詳表 9-1 所示。



資料來源：Blue Next 簡報資料。

圖 9- 1 歐盟第二階段高碳排放部門對碳權之需求



資料來源：同圖 9-1。

圖 9- 2 歐盟第三階段高碳排放部門對碳權之需求

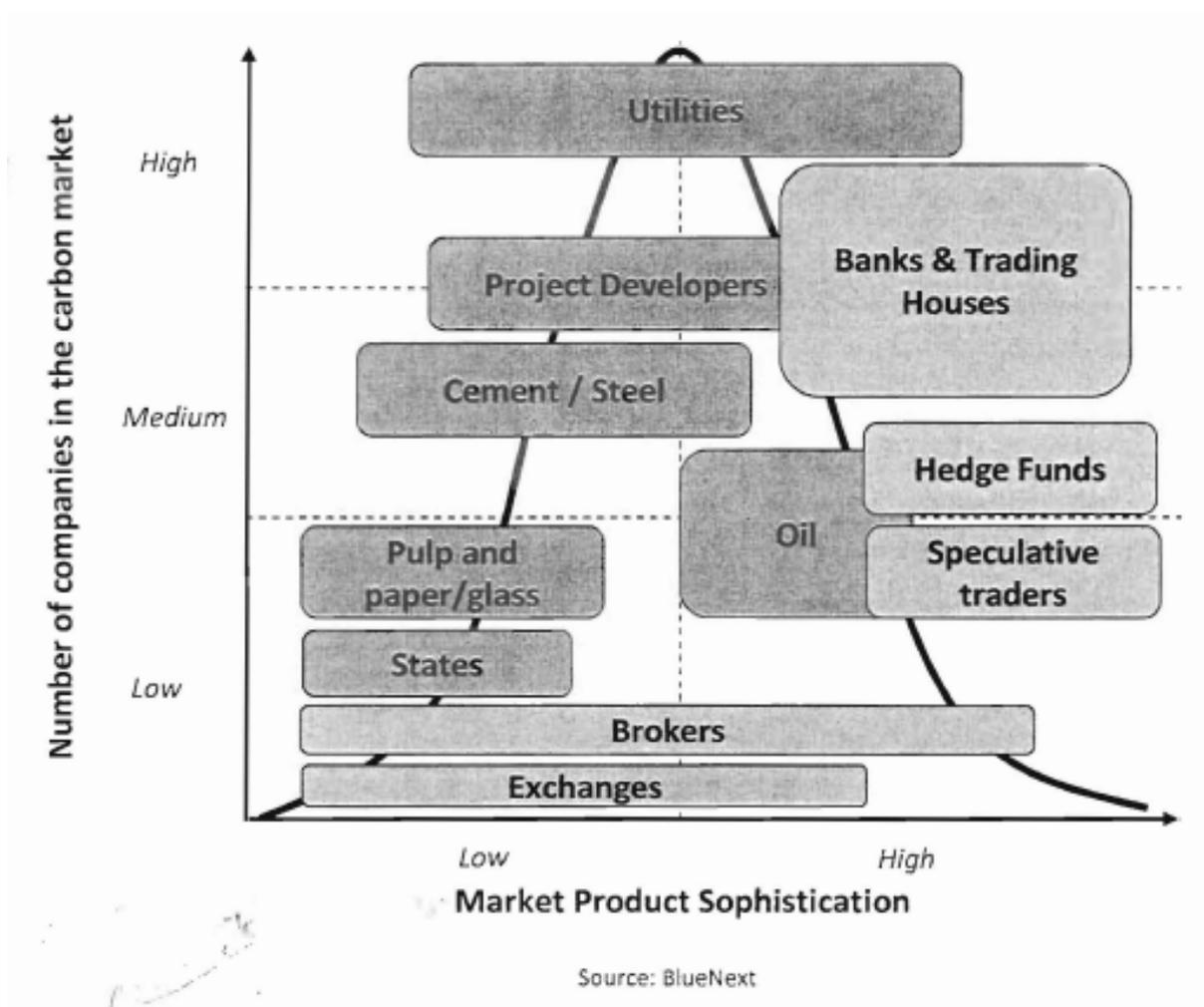
表 9-1 歐盟碳排放交易機制第二階段與第三階段比較

	Phase II (2008-12)	Phase III (2013-20)
Installations covered	12,000	+12,000
Countries covered	EU-27 with Iceland, Norway and Liechtenstein linked in	Same as Phase II. Switzerland may link in from 2013
Sectors covered	Electricity supply, iron and steel, cement and lime, oil refining, glass, ceramics, pulp and paper. Aviation is due to enter the ETS from 2012.	Same as Phase II + ferrous and non-ferrous metals, primary and secondary aluminium, nitric acid, adipic acid, glyoxal and glyoxylic acid, ammonia, soda ash, hydrogen, petrochemicals
GHGs covered	CO ₂	CO ₂ , N ₂ O, PFCs
Allocation method	National Allocation Plans	EU-wide allocation
Free allocation	96% of the cap allocated for free with remaining 4% auctioned	Most of power sector 0%. Free allocation remains, particularly with regard to free allocation. Overall at least 50% to be auctioned in 2013.
Banking	Unlimited amount of allowances allowed to be carried over to Phase III	Unlimited banking allowed, however no borrowing from beyond 2020
CER usage	1.4 GtCO ₂ e	Phase II + 0.2 GtCO ₂ e = 1.6 GtCO ₂ e
Other	€100 / MtCO ₂ e fine for failure to surrender allowances in time (allowances will still have to be surrendered later)	Same penalties as in Phase II, rising at inflation rate

資料來源：同圖 9-1。

二、 歐盟碳市場主要參與者與管理目標

目前強制減量部門市場成熟度較差（電力部門除外），金融機構同時扮演所有權人與中間媒介之角色，如圖 9-3 所示。未來金融業者將在碳市場扮演更積極的角色，某些退休基金已進入初級市場，政府部門在 2012 年後亦會增加碳市場之參與。



資料來源：同圖 9-1。

圖 9-3 歐盟碳市場主要參與者

碳市場管理的主要目標為：

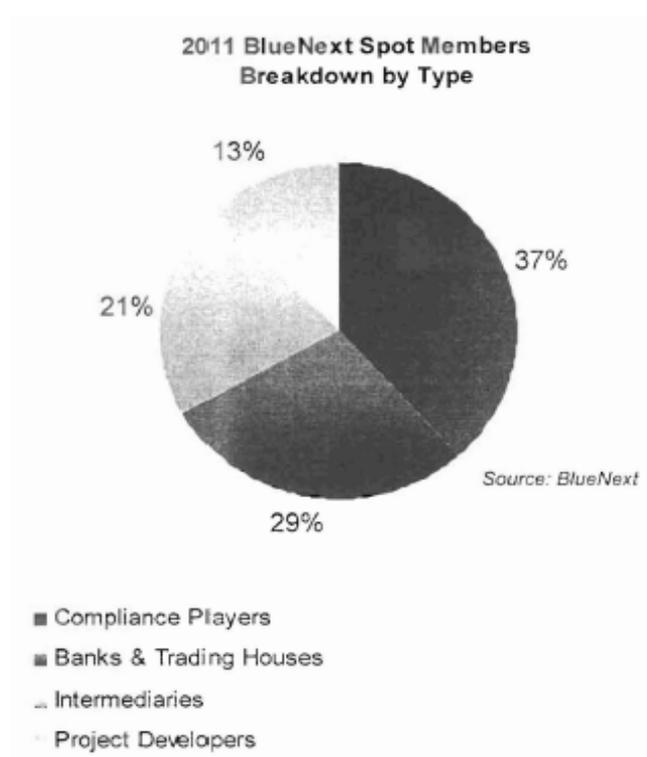
- 價格發現：為市場主要目標，「價格訊號」係投資決策之基礎。
- 資訊透明：避免資訊不對稱之情形發生。
- 防止市場欺騙行為：如內線交易、市場操控、洗錢及其他詐欺行為。
- 流動性：係對市場參與者最好的保護，此亦可顯示不同參與者之需求(流動性亦使得市場有效率)。
- 市場監視：居中記錄與管控。

三、 BlueNext交易機制與商品

BlueNext 為 歐 盟 EUA(European Union Allowance) 碳 權 及 聯 合 國

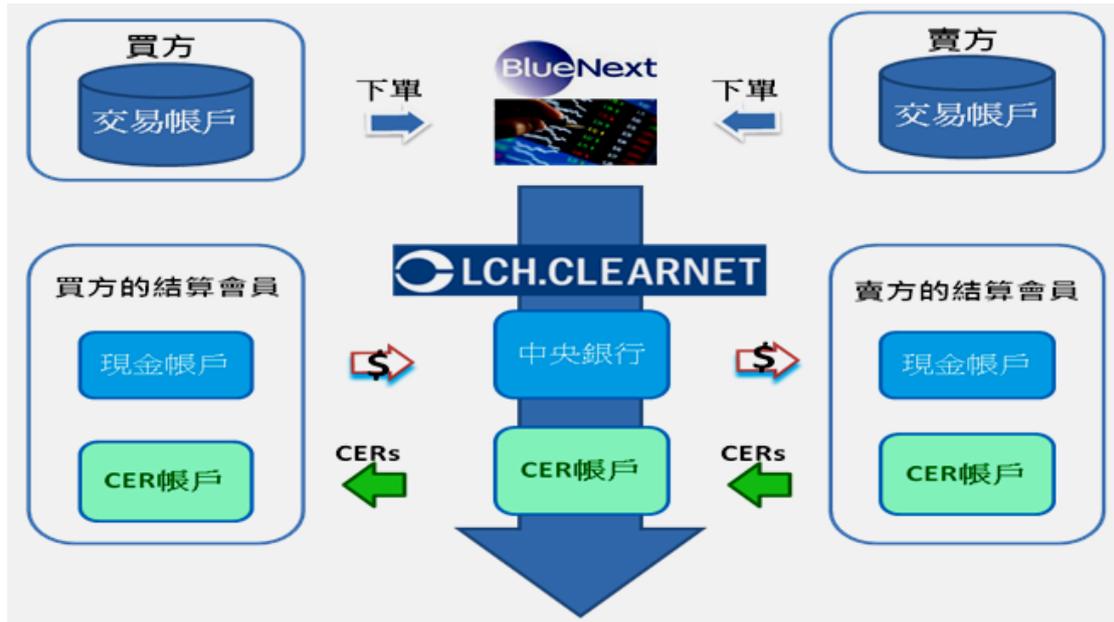
CER(Certified Emission Reduction) (由 CDM 產生) ,ERU(European Union Allowance) (由 JI 產生) 之主要現貨交易所，目前有 115 個會員，大部分為歐洲電力公司及金融機構，但其中也包括 PetroChina 倫敦分公司，如圖 9- 4 所示。BlueNext 也規劃在一年內擴展到衍生性商品，如期貨及選擇權。BlueNext 與中國北京環境交易所(CBEEEX)及中國森林交易所(CFEX)合作成立 Panda Standard，為中國大陸第一個自願市場標準，預計明年核發第一筆碳權(竹林計畫)。

交易所會員除了需要在 BlueNext 開立交易帳戶，也要在法國國家登錄平台開立帳戶進行碳權移轉，BlueNext 正在考慮開放給歐洲境外公司開立帳戶。平均 15 分鐘內完成交割，交易單位為 1,000 噸碳權，交易流程詳圖 13，交易商品詳細說明詳表 9-2。



資料來源：同圖 9-1。

圖 9- 4 BlueNext 現貨會員主要類型



資料來源：同圖 9-1。

圖 9- 5 BlueNext 交易流程

表 9-2 BlueNext 現貨交易商品詳細說明

BlueNext Spot Product Specifications (central market)					
Contract Name	BLUENEXT SPOT EUA	BLUENEXT SPOT CER	BLUENEXT SPOT GREEN CER	BLUENEXT SPOT ERU	BLUENEXT SPOT CER/EUA OUTRIGHT SPREAD
Mnemonic code	BNS EUA 08-12	BNS CER	BNS GREEN CER	BNS ERU	Spread (outright) BNS CER/EUA
Underlying: Verified Units	European Union Allowances (2008-2012)	Certified Emission Reduction Units (CER)* Only HFC and adpic N2O projects credits	Certified Emission Reduction Units (CER)* Excludes credits from HFC and adpic N2O projects	Emission Reduction Units (ERU)*	CERs (Only HFC and adpic N2O project credits) and EUAs
Minimum Volume and Volume Tick	1,000 tons EUA	1,000 tons CER	1,000 tons GREEN CER	1,000 tons ERU	1,000 tons
Price	Euro per ton				
Tick Price	0.01€				
Trading Hours	8:00am - 6:00pm CET from Monday to Friday				
Trading System	Continuous trading through Global Vision (Trayport)				
Settlement Prices	Trade weighted average mixed with average spread during the daily closing period (5:50pm - 6:00pm CET) with price committee if low liquidity				
Delivery Mechanism	Delivery and settlement made by BlueNext in real time Delivery consist of the transfer of the underlying from the seller's account to the buyer's account via BlueNext transit account in the French registry for EUAs, CERs and ERUs				

*Excluded CERs and ERUs issued from large hydro dam > 20 MW and LULUCF projects

資料來源：同圖 9-1。

壹拾、 2011.10.10 EDF(法國電力公司)

一、 溫室氣體減量措施與成效

(一)公司減量政策

為達成國家溫室氣體減量目標，法國於 2005 年訂定了二氧化碳排放額度核配計畫(national allocation plan for CO₂ quotas)，於最初的 2005~2007 年間，排放額度足以支應 EDF 電廠的排放量，2008~2012 年期間，分配給電力部門的額度降低了 25%，其中 EDF 整個公司分配到的額度為 16.6 百萬噸/年。而 EDF 也設定了公司的排放減量目標，期望 2020 年排放二氧化碳總量能較 1990 年降低 30%，全部機組平均排放強度則降低 50%。

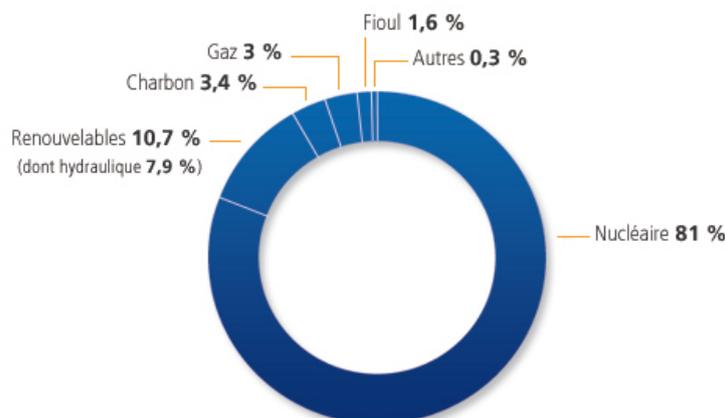
為達成減量目的，EDF 集團的經營策略是開發有競爭力及低碳的能源，而建構永續能源的未來需要許多的努力及投資：

- 發展低碳技術，促進「去碳(“decarbonised”)」的發電結構
- 推廣負載管理，開發環境友善之最終使用
- 確保解決方案的競爭力
- 研發活動投資
- 探索最新技術機會
- 協助發展二氧化碳封存、運輸與儲存技術
- 於本土永續發展政策中尋找大型水力發電基礎建設計畫

而為了在滿足電力需求的前提下同時減碳，EDF 已經關閉了以工業氣體為動力的機組，如 Dunkirk (2004) 及 Richemont (2009)，並計劃在 2015 年底前關閉 9 座 250MW 燃煤電廠及 Le Havre 2 號機組。2006~2008 年間並恢復了 4 座尖載燃油電廠的運轉，其排放略低於燃煤電廠，且反應速度更快。此外也投資了二氧化碳排放較低的發電資產，例如 2007~2010 年間於巴黎地區 6 座(共 1000MW) 燃氣渦輪機。更新既有機組，提昇效率並加裝防污設備。在執行調度排程時，將二氧化碳也納入機組排序的標準之一。

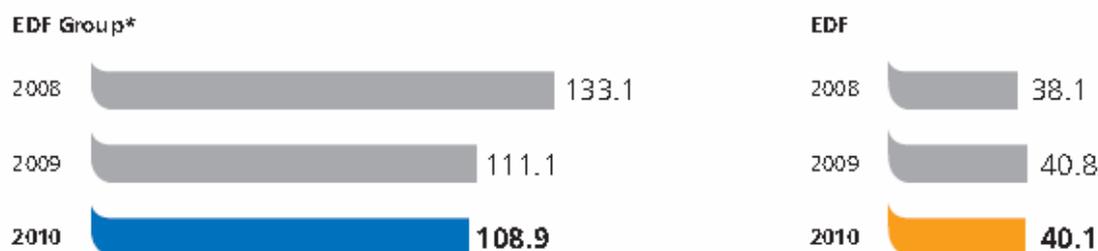
(二)排放情況

2010 年 EDF 集團於全球的二氧化碳排放量為 75.7 百萬噸；在法國的產業中，EDF 的二氧化碳排放量排名第二，故在歐洲碳交易市場中十分活躍，其 2010 年淨發電量為 476.3TWh，較前一年增加 5%，二氧化碳則排放 19.1 百萬噸，較前一年增加 3.3%，其間差異來自化石燃料發電占比(不含天然氣為 4.3%)。在法國本土因為當年幾次冬季大寒流，化石燃料發電增加了 5%(約為 0.8TWh)。由於核能及水力(較前一年增加 5%)的高占比，法國國內 EDF 的單位電力排放強度遠低於歐洲國家的平均值，其發電中有 95%的碳排放為 0，平均每度電僅排放 40.1 克的二氧化碳(如圖 10-1 及圖 10-2)，亦較前一年為低。EDF 集團於法國本土之外的排放降低則是因為核能、燃氣、風力及光電的發電量增加。



資料來源：EDF 網站資訊。

圖 10-1 EDF 法國發電配比



* Excluding EnBW for 2009 and 2010.

資料來源：同圖 10-1。

圖 10-2 EDF 集團與 EDF 發電二氧化碳排放強度(單位：g/kWh)

(三)碳市場交易

歐盟排放交易制度(EU ETS)之市場價格訊息已影響到歐洲電力公司之投資決策，並降低其二氧化碳排放量。雖然在 EU ETS 第三期，電力業將從免費配合改為 100%拍賣，但碳成本早於第二期就反應在電價，因此 2012 年之後對電力公司營運成本之影響不大。

EDF 其屬下的 EDF Trading 負責二氧化碳的交易，透過管理約 3 億歐元的 EDF 碳基金 (EDF Carbon Fund)，分散其碳排放配額來源與風險 (如 160 多個 CDM 計畫開發、EUA 和 CER 交易)。其參與之碳交易包括 EUA 現貨市場交易及 EUA 期貨、CERs、ERUs(雙邊或碳基金)等避險活動。EDF 視歐盟碳交易制度之因應為「戰略」，已將碳價訊息納入財務評估、各單位之風險策略及發電廠之最佳化使用，以及未來投資組合分析之中。EDF 之氣候政策主管 Dr. Jean-Yves Caneill 表示願意進一步與台電分享其因應碳市場之策略與做法，並規劃於明年中下旬來台訪問。

(四)再生能源開發

2010 年 EDF 集團來自再生能源的電能與熱能占比達到 8.7%，EDF 的再生能源發電與熱能占比則為 9.9%，不計水力的再生能源發電量為 538GWh。

EDF 集團持續擴建風力發電機，並加速光電的開發，主要經營再生能源業務的為子公司 EDF Energies Nouvelles、EDF Energy 與 Edison；2010 年新增的風機容量達 2,922.9MW，較前一年增加 272.9MW，主要位於歐洲，包括義大利(+73.6 MW)、希臘(+64 MW)、英國(+50 MW)、土耳其(+34.2 MW)和法國(+20.7 MW)，年底並開始建造比利時離岸風力計畫 C-Power 的 2、3 號機組(295.2MW)；新增光電則主要座落於歐洲和北美，包括義大利(+71.9 MWp)、法國(+44.3 MWp)、加拿大(+35.3 MWp)、西班牙(+28.6 MWp)、希臘(+6 MWp)，容量為前一年的 3 倍，年底另有其他 162.6MWp 在興建中，總計容量有 334.5MWp，又向 2012 年底 500MWp 的目標邁進一步。

智利的木材大廠商 Masisa，委託 EDF 集團之 Dalkia 設計、建造及管理一座

位於 Cabrero 工廠的新汽電共生機組，該機組容量為 50 MWth、12 MWe 每年可利用 100,000 噸以上製作木板剩餘的刨花、樹皮和鋸木屑，提供製程所需蒸汽與電力。在法國，Dalkia 也被 ADEME 選中進行四個木材生質能計畫，容量總計答 73.5MW，每年使用的廢料量為 225 噸。此外，集團另一成員 Tiru 的 20 個焚化及甲烷化設備共售出了 3,700,000MWh 的電力，其中 50%的乾淨能源是由 3900 萬噸的廢棄物取得。

至於較先進的技術，在 Paimpol-Bréhat 海岸所建造的潮汐發電系統預計可於 2012 年運轉；EDF 集團也在 Reunion Island 上測試大容量儲能系統(1MW 電池)，用來調節風力與太陽能的不穩定出力，並最佳化尖鋒容量的運用。

二、福島核災對法國電力集團之影響

EDF 集團於各國運轉的核電廠皆符合當地相關管制機構制定的安全標準，在定期檢查(如每十年的檢查)時，安全標準會提昇至當時的最佳技術水準，EDF 集團亦會提撥必要的資本支出來滿足提昇後的標準。日本福島核災後，EDF 集團有投資的許多國家，其核能相關單位紛紛採取了各種核安檢討行動。首先，對於運轉中的電廠：

- 歐洲：歐盟執行委員會(Commission)宣布 27 個會員國已同意自 2011 年下半年開始進行歐洲核能電廠的「壓力測試('stress tests)」
- 法國：法國首相要求核安處 (French Nuclear Safety Authority, ASN)針對福島事件進行法國核電廠核安檢討。ASN 將監管國家層級行動方案與歐盟層級行動間的一致性，預計可於 2011 年底前提出初步結論。
- 比利時：政府重申將於 2025 年前廢除核能。
- 美國：美國核能管制委員會(NRC)將進行運轉中核電廠之安全評估。3 月 18 日 NRC 公布了美國境內 23 座與福島相同設計反應爐將進行嚴格檢驗。歐巴馬總統及能源部長皆表達政府支持核能產業的態度。
- 中國：國務院要求相關部門執行既有電廠的安全檢查。

對於規劃中的新電廠：

- 英國：能源國務卿(Secretary of State for energy)要求核能設施檢查首長(Chief Nuclear Inspector)提出詳細報告，可能造成歐洲壓水式反應器（European Pressurized Water Reactor, EPR）泛型設計評量（Generic Design Assessment, GDA）的延遲。
- 義大利：政府宣佈國家核能復興計畫暫停一年。
- 中國：暫停核准新核能電廠，直到完成安全標準全面檢討。在安全標準修正獲得核可之前，所有新核電廠，包括建造階段前的電廠，都必須中止。

此外，法國政府要求 EDF 依據 ASN 2011 年 5 月 5 日公布的規範，深入檢討核能電廠的設計。EDF 於 9 月 16 日將 19 本運轉中及興建中電廠的安全報告提交給 ASN，內容包括電廠重新評估與設備安全之檢視，評估項目有：地震與水災風險、冷卻系統及供電系統故障時之損害模擬、嚴重事故之後果、相關分包規則等。此項評估工作由 300 位以上的 EDF 工程師執行，考量了原先核電廠設計、興建時未納考慮的極端狀況，較以往進行的安全評估更進一步。其分析顯示 EDF 的核電設施皆處於良好的安全水準，補強措施亦已提送給 ASN，以持續不斷提昇電廠的安全水準。無論是既有或新核電廠都將吸取全球各地電廠的經驗回饋，並由各地發生的事故中學習應變之道。

壹拾壹、 心得與建議

- 減碳成本由業者及消費者共同分擔。自由化電力市場中的電業短期內可將減碳壓力以調漲電價方式轉嫁給用戶，然長期則仍需以最有成本有效性方式減碳，才能於競爭市場中存活。
- 積極推廣再生能源的同時，也必須搭配智慧電網、儲能系統、需量反應及效率提昇，才能發揮最大效益。
- 市場設計須由早期單一電能躉售市場走向多樣性市場(輔助服務、容量市場、低碳技術市場等)，電力部門才會達成低碳化。
- 部門別(產業、住宅、運輸)需求面政策之減碳效果、供給/需求間之一般均衡、以及各減碳政策對整體經濟之影響，將是今明兩年 Taiwan REGEN model 之分析重點。