

行政院原子能委員會  
委託研究計畫研究報告

能源決策分析與實證研究

The Analysis of Energy Decision-making and Empirical Study

計畫編號：1052001INER019

受委託機關(構)：財團法人中華經濟研究院

計畫主持人：王京明

聯絡電話：(02)2735-6006#532

E-mail address：kimmie@cier.edu.tw

協同主持人：

研究期程：中華民國 105 年 3 月至 105 年 12 月

研究經費：新臺幣 89.5 萬元

核研所聯絡人員：黃揮文

報告日期：105 年 12 月 1 日

## 目 錄

中文摘要.....	3
英文摘要.....	4
壹、計畫緣起與目的.....	5
一、研究背景及目的.....	5
二、研究內容與範圍.....	15
三、研究的流程與步驟.....	16
貳、文獻回顧與研究方法.....	19
一、國內外相關研究進展現況.....	19
(一)風險效用理論與實證研究.....	19
(二)展望理論與實證研究.....	20
(三)國內能源配比理論與實證研究.....	21
(四)國外能源配比資產組合理論與實證研究.....	27
二、能源配比資產組合規劃的評估方法.....	29
三、最適能源配比規劃的研究方法.....	39
參、UNFCCC 之碳排放與碳價制度.....	43
一、碳交易制度之發展.....	43
(一)溫室氣體減量機制.....	44
(二)碳交易之類型.....	46
二、全球主要碳交易市場.....	48
三、COP21 巴黎協議概要及啟示.....	53
四、碳排放減量之最新發展.....	57
(一)最新 INDC 總和影響效果.....	57
(二)CO <sub>2</sub> 排放差距.....	59
肆、研究方法與過程.....	62
一、各類發電技術之成本與風險結構.....	62
(一)各類發電之成本結構.....	62
(二)各類發電之風險結構.....	64
(三)火力發電燃料成本之相關性.....	66
(四)無條件限制下電力供給成本排序曲線.....	68
二、碳稅成本之計算.....	69
三、效率能源配比—理論模型.....	74
(一)不含碳稅下之效率能源組合.....	76

(二)台電公司實際配比與最適配比比較 .....	78
(三)課徵碳稅下之效率能源組合 .....	79
四、最適能源配比 .....	82
(一)最適能源配比之決定理論 .....	82
(二)最適能源配比之決定 .....	85
伍、最新再生能源推廣目標下之最適能源配比.....	87
一、新政府再生能源推廣目標 .....	87
二、最適配比下的 CO <sub>2</sub> 排放比較 .....	93
三、夏普比率的運用 .....	93
四、風險係數試算 .....	95
五、現行電力配比之經濟效率分析.....	97
陸、主要發現與結論.....	99
柒、參考文獻.....	102
捌、附表.....	108

## 中文摘要

能源價格波動是影響能源安全的關鍵因素之一，台灣長年能源進口依存度達九成以上，能源安全的脆弱度深受國際能源價格不確定性之影響，使我國在能源投資上面臨相當大的風險。本研究採用財務學上之資產組合理論中的平均數—變異數分析方法，透過台電公司 2003 至 2014 年的成本資料，導出在目前電源配比限制及政府 2025 年再生能源推廣目標下的電源配比效率組合前沿，計算目前應有的效率配比以及在 2025 年能源推廣目標下的效率配比，並導入效用曲線以求出最適電源配比。另外，基於節能減碳已成為全球性的重要議題，本研究亦分析課徵碳稅對效率及最適電源配比的影響，並評估碳稅稅率改變的減碳效果。研究結果顯示台電公司可以經由調整目前電源組合配比，以進行發電成本與財務風險間的抵換，在 2025 年再生能源推廣目標下，效率能源配比的風險將小於目前的效率配比，CO<sub>2</sub> 排放量亦可略為降低，但發電平均成本上升。在課徵碳稅的情況下，由於燃煤價格即使含碳稅仍然相對較低，課稅後燃煤用量依然增加，故課徵碳稅額度若不超過每噸 CO<sub>2</sub> 達 3000 元水準將難以達到減碳的效果，此外，也必須配合再生能源配比大幅增加以及再生能源成本的降低，才能達到較佳的減碳效果。上述結論顯示政府在制訂碳稅政策時應考量碳稅的課徵對於不同電力資源間成本替代效果的影響，並且必須同時規劃好積極擴大再生能源發電的相關配套措施。

關鍵字：能源安全、電力組合、能源策略

## 英文摘要

Fossil fuel price volatility is one of the key factors to impact on the energy security. Relying upon imported energy for more than 90 per cent, Taiwan's energy vulnerability is very high and deeply influenced by the uncertainty of international fuel markets. Fossil fuel price risk is therefore necessary to be dealt with in the energy investment decision making. To understand how to make electricity portfolio planning under risk and uncertainty, this study adopt a Mean-Variance Analysis of portfolio theory and expected utility theorem to explore the optimal electricity portfolio for Taipower Company. In this study, we apply the mean-variance analysis method in the portfolio theory of finance, and use the data of cost information of Taiwan Power Company from the period of 2003 to 2014, to calculate the efficient portfolio frontier for current generation mix and for the 2025 renewable energy promotion goals. Furtherly, we introduce the indifference curve from the utility theorem to derive the optimal generation mix. In addition, in accordance with the global trend of the issue on the energy saving and carbon reduction, this study also analyzes the impact of carbon tax on the efficient generation mix and the optimal electricity portfolio. The results show that Taipower can adjust the energy mix to trade-off the cost and risk of power generation. Under the 2025 official renewable energy promotion target, the risk of efficient electricity portfolio is less than the risk of current efficient electricity portfolio, and the CO<sub>2</sub> emission will be reduced, but the average generation cost will rise. In the case of carbon tax implementation, the coal price is still relatively lower than the natural gas under the proposed tax level. Under the carbon tax coal consumption increased, the carbon tax levy cannot achieve the effect of carbon reduction. Therefore, in order to achieve a better carbon reduction effect it is necessary to make the substantial increase in renewable energy promotion goal and the decrease in renewable energy generation cost. The above conclusions show that the government should consider the impact of carbon tax on the cost substitution effect among different power resources, and must also make relevant supporting program to expand and diversify the renewable energy generation at the same time.

Keywords : Energy security; Electricity portfolio; Energy strategy.

## 壹、計畫緣起與目的

### 一、研究背景及目的

傳統的電源開發規劃研究方法係透過評估各種最低發電成本技術的供給線性規劃，在滿足電力長期負載成長的需求、電力系統運轉上與環境保護的安全標準下，從而找出最適的電源開發方案規劃後執行之。然而此種研究方法在技術與經濟相對穩定，且燃料市場變化不大的情況下，為快速而有效的研究工具，但若遇到技術、經濟、環境與政治等情況都大幅度變動時，能源供給的風險程度將迅猛遞增而變高，最低成本的線性規劃電源開發發展模式將無法應付和分析隨之而來的風險，尤其是來自燃料市場動盪的風險，此種針對單一發電技術各別探討其最低成本的電源開發方案研究方法，在面對未來風險不確定時最多僅能嘗試以敏感度分析(sensitivity analysis)的方式就系統內單一參數可能變動範圍進行模擬，以了解單項風險對未來供電成本與最適方案的衝擊，若風險來源並非單一技術本身的風險而係來自所有燃料間或各發電技術間相互變異或政經社技情況複合變動的風險結果，此種方法就很難適用。

回顧近年來的國際油、煤、氣、核能與再生能源的市場價格，都呈現了巨幅變動的趨勢，尤其是國際原油市場因頁岩油量產、地緣政治動盪與世界經濟發展遲緩的衝擊，原油市場價格更是呈現相當戲劇性的變化，2014年上半年國際油價仍維持在每桶100美元以上，下半年一路下跌至過去5年來新低，一口氣來到了40-50美元的價位，2015年上半年雖有回升至60美元左右的價位，但爾後更狂跌至年底每桶大約不到30美元，2016年的弱式反彈又回到了40-50美

元的價位，跌幅與震盪波動遠遠地超出了所有專家原先的預期水準。

目前全球經濟成長欲振乏力，全球許多地區的經濟皆明顯衰退，即使美國經濟出現復甦跡象仍難以抵抗。在歐洲方面，歐元區的經濟復甦過於緩慢，債務與難民危機的後遺症持續發酵，在亞洲方面，日本已下調其經濟成長率甚至啟動負利率經濟時代，中國經濟成長率也減緩且出口大幅滑落，此外在巴西及俄羅斯等主要新興經濟體，由於未實施重大經濟改革，成長速度和成長率也都下降，這些經濟體成長速度放緩或下降都直接造成了其石油需求面不振或大幅滑落的現象。然而在國際油價大跌後，為了保持原油出口的穩定收入，原油供給的 OPEC 國家仍堅持維持每日產出在 3,000 萬桶的目標，其中生產大國沙烏地阿拉伯更是下調出口至亞洲和美國等市場的石油價格，以爭取買家或打擊美國頁岩油商的廉價供應。非 OPEC 方面，產出也屢創新高，其中美國與加拿大供給的增加主要是美國頁岩油商不斷大量生產，墨西哥灣、哥倫比亞、巴西、英國及挪威產出也呈現增加，新解禁開放的伊朗原油出口更將維持在每日 150 萬桶以上，此舉在全球需求減緩下更導致國際油價持續大幅下跌回升不易。

在現今需求與供給發展的趨勢下，油價極可能維持在低檔徘徊，其他燃料價格亦將呈大幅度的變動，根據美國能源情報署(EIA)2015年9月的《短期能源展望》(Short-Term Energy Outlook)指出，全球石油產出持續高於需求，導致庫存增加，預期 2016 年庫存增幅將至少維持在平均每日 110 萬桶以上。國際能源署(IEA)報告也顯示，儘管全球原油供給過剩油價走低，但主要石油生產國產量仍創新高，

在沙烏地阿拉伯的帶領下，全球原油供給市場將會以搶佔市場份額列為最優先策略目標。因此全球原油供給仍然大量過剩，在供給過剩的強烈競爭下油價短期難有上漲空間。在國際能源價格劇烈波動的情況下，對能源進口國和出口國的民生和產業的影響將大幅增加，又化石能源生產主要集中在全世界少數幾個國家或地區，而中東產油地區政治衝突或戰爭動亂的發生，亦或歐債危機等國際政經事件都將重挫全球能源需求或出口，進而造成化石能源國際價格劇烈波動，影響全球能源安全及經濟發展。

此外，由於氣候變遷衝擊的加劇，世界各地極端氣候災害迭傳，面對氣候變遷溫室氣體減量的呼籲也成為世界各國能源與環境相關政策的主流，而於 2015 年年底在法國巴黎召開的 COP21 聯合國氣候峰會亦已達成溫室氣體減排的全球共識並倡議大力推動再生能源的發展。COP21 達成的「巴黎協議」限制地球暖化增溫低於攝氏 2°C，並努力朝向攝氏 1.5°C 的長期目標邁進，這種目標代表各國須大幅減少燃燒化石燃料的氣體排放和其補貼，同時本世紀下半段將達成碳中立的排放平衡。巴黎協議達成的內容大致分為減量、調適、能力建置、氣候資金與技術移轉、法令遵從、損失與損害、監測報告與驗證、國家自主減量貢獻(INDC)、減少毀林與森林退化、目標、共同但有區別的責任、定期審查及回顧機制等多面向，為對所有締約國皆具有一定程度法律拘束力的協定，經由全球 200 多個國家/地方一致性同意，不分富國和窮國都承諾降低溫室氣體排放，並同意設定廣泛長期減量目標，被譽為第一個真正的全球氣候協議，以有效接續將於 2020 年到期的「京都議定書」。

與過去相比，1997 年通過的「京都議定書」雖然也包含 190 多



個國家同意，但由於只有部分已開發國家負擔量化的減量義務，開發中國家則不需強制性地減量以致碳洩漏問題叢生，而後續又有多個已開發國家相繼退出，使得議定書的範圍受到極大的限制與挑戰，而排放大國如美、中、印、俄等更是豁免於受到公約的強制減量要求。此次巴黎協議突破了京都議定書舊有的共同但有區別的責任模式，減量義務將考量各國的國情，對各個國家進行更細緻的區別，一些較有能力、排碳量較大的開發中國家和那些頑強始終不願減量的 OECD 國家，亦須承諾負擔較多的減量義務。

能源安全與風險為目前能源政策發展的重要議題，國際上對於此議題亦多有著墨，Von Hippel (2004)認為，能源安全評價應涵蓋環境、技術、需求管理和社會文化與政治四個維度，初步建立了針對亞洲各國的能源安全評價的概念框架。Vivoda (2010)在 Von Hippel 的基礎上，又增加了能源供給、需求管理、能源效率、經濟、環境、人類安全、軍隊社會文化、公共關係、技術、國際關係和公共政策等維度，分別選取定性和定量指標構建了針對亞洲區域的能源安全指標評價體系。國際上能源安全的分析傳統上皆透過各種「能源安全指標」的設計來衡量一國能源安全的程度，較具有代表性與著名的有美國商會(United States Chamber of Commerce, USCC)、亞太能源研究中心(Asia Pacific Energy Research Centre, APERC)、國際能源署(International Energy Agency, IEA)、世界能源理事會(World Energy Council, WEC)、太平洋共同體秘書處(Secretariat of the Pacific Community, SPC)及亞洲開發銀行(Asian Development Bank, ADB)等各國國際機構所發展出的指標架構，然而綜觀國際各組織對於能源安全的闡述，可發現由於近年來國際生態環保意識的高漲，對能源安

全關注重點已超越傳統上僅代表資源之供應充足與穩定的面向，「環境保護」與「效率運用」等關鍵因素已漸漸被考量納入。又因各國對氣候變遷議題的重視，能源安全與風險管理亦從傳統為滿足國家安全、民生需求、經濟發展等供應穩定與經濟效率目標，擴展到環境保護、低碳發展等方面。由此可知，影響能源安全與風險的重要因素不僅是能源價格的波動，氣候變遷的衝擊亦為能源風險與不確定性下的重要影響因素之一，故能源管理決策者應如何面對風險管理配置其最適能源的能源使用配比為當前能源政策的重要課題。

台灣是一個極度依賴外部能源進口的國家，特別是化石能源，表 1.1 顯示台灣過去民國 84、94、104 年的電力裝置容量，可以發現台灣十分為依賴化石能源，在民國 84 年火力發電裝置容量占 52.2%，至 104 年台電公司之火力發電裝置容量仍占有 44.3%。圖 1.1 則為近年台電公司燃料成本及各燃料成本占比，顯示使用化石燃料發電技術的發電成本持續在增加中。若以台電的損益表中的資料來看(如表 1.2)，其 104 年 1-8 月燃料支出占總支出約 42.9%，103 年同期占 48.5%，102 年占 46.7%，顯示燃料支出是電力公司營運的主要支出項目。

表 1.1：台灣電力裝置容量

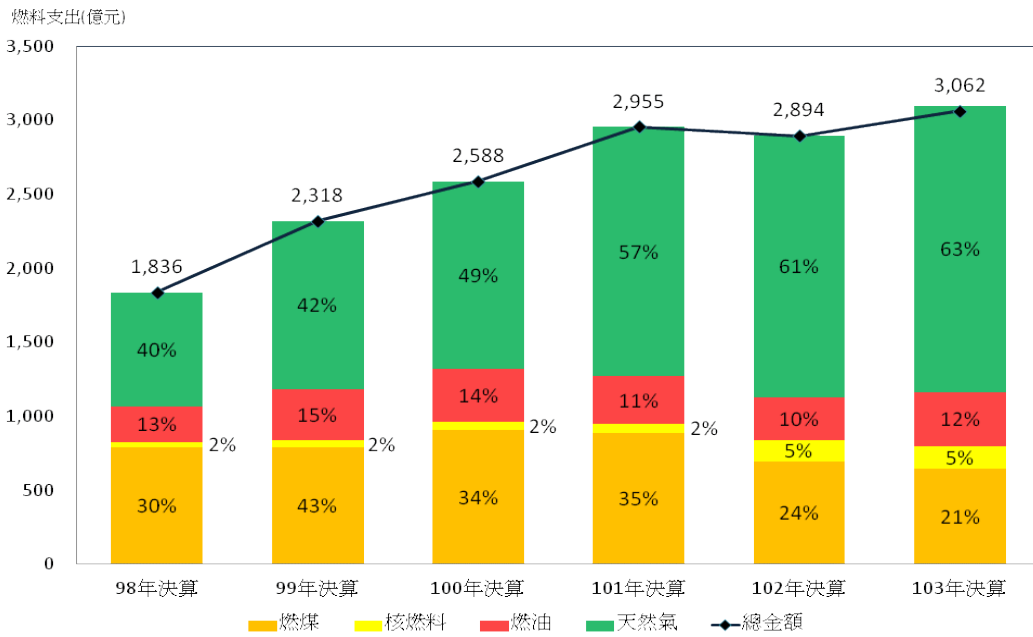
項目 Item	民國 84 年		民國 94 年		民國 104 年		84-104 年
	千瓩	%	千瓩	%	千瓩	%	年成長率
總計	24,066	100.0	43,163	100.0	48,703	100.0	3.6
台電	21,898	91.0	28,894	66.9	31,669	65.0	1.9
水力	4,183	17.4	4,501	10.4	4,652	9.6	0.5
火力	12,571	52.2	19,231	44.6	21,561	44.3	2.7
燃煤	5,900	24.5	8,605	20.0	7,600	15.6	1.3
燃油	5,449	22.6	3,670	8.4	3,325	6.8	-2.4
燃氣	1,222	5.1	6,972	16.2	10,635	21.8	11.4
核能	5,144	21.4	5,144	11.9	5,144	10.6	0.0
風力	0	0.0	18	0.0	294	0.6	41.1
太陽光電	0	0.0	0	0.0	18	0.0	-
民營電廠	0	0.0	7,238	16.8	8,926	18.3	-
汽電共生	2,168	9.0	7,031	16.3	8,109	16.6	6.8

資料來源：能源局。

表 1.2：台電公司之燃料支出

	102 年	103 年 1-8 月	104 年 1-8 月
總支出(億元)	6190	4183	3919
燃料支出(億元)	2893	2028	1682
燃料支出占比(%)	46.7%	48.5%	42.9%

資料來源：2016 年台電公司網頁，本研究整理。



資料來源：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-a24.aspx?LinkID=2](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a24.aspx?LinkID=2)

圖 1.1：近年台電公司燃料支出及各燃料成本占比

維持能源供需的穩定是國家發展的基石，能源政策的良窳更影響到產業的競爭力與全國民眾的社會福祉，近年來全球越來越意識到發展再生能源不僅是解決地球氣候變遷的關鍵，也是創造經濟發展與轉型的契機，為減少使用化石燃料，各國政府皆須大手筆投資再生能源的發展，據國際能源總署(IEA)評估，截至 2030 年再生能源投資總額上看 16.5 兆美元。在 COP21 大會之後，我國透過「國家自主決定貢獻 INDC」亦可能要承擔國際減量的義務，面對全球溫室氣體減量的呼籲，必須朝向減少化石能源使用的目標發展。為確保能源自主安全的考量，發展多元及低碳能源已為世界各國主要能源發展方向，各國在考量其資源稟賦、環境、成本影響等因素下，因而有不同的能源組合選擇，表 1.3 列出了一些主要國家其能源的發展方向，由表可知，不論各國所考量的因素為何，低碳再生能源已被多數國家納入未來發展重點，成為多元能源的必要選項之一。

表 1.3：各國能源發展方向

國別	2012 年能源進口占比	2012 年能源出口占比	2012 年初級能源供給占比				跨國電網	2012 年再生能源(水力)發電量占比	再生能源發展目標
			化石能源	再生能源	核能	電力			
美國	26%	11%	85.3%	5.7%	8.8%	0.2%	有	13% (7%)	2020 年裝置容量相較 2012 年增加一倍(達 10GW)
德國	66%	11%	81.3%	10.5%	7.1%	1.1%	有	24% (4%)	2025 年發電量占比達 40~45%；2035 年達 55~60%；2050 年達 80%。
英國	58%	27%	89.7%	3.4%	6.6%	0.4%	有	12% (2%)	2020 年發電量占比達 20%。
法國	54%	11%	53.6%	7.8%	38.3%	0.4%	有	16% (11%)	2020 年發電量占比達 27%。
義大利	84%	16%	86.8%	11.8%	0%	2%	有	33% (15%)	2020 年最終能源需求占比達 17%。
日本	94%	3%	92.6%	6.6%	0.8%	0%	無	13% (8%)	2030 年發電量占比達 22~24%。
韓國	86%	18%	86.8%	1.5%	11.7%	0%	無	1.4% (0.8%)	2035 年初級能源供給占比達 11%；2035 年發電量占比達 13.4%。
中華民國	98%	13%	89.6%	2%	8.4%	0%	無	4.2% (2.3%)	2030 年裝置容量達 17,250MW。

資料來源：IEA (2014), Energy Balances of OECD Countries、U.S. Energy Information Administration。摘錄自能源局 (2015)。

註：1.能源進口占比=進口量/自產+進口量。  
2.能源出口占比=出口量/自產+進口量。

能源價格的波動是影響能源安全與風險的重要關鍵因素，台灣 104 年的能源進口依存度達 97.52%，能源安全深受國際價格不確定性的影響，使我國在能源運用上需面對相當大的風險，而在能源的使用結構中，電力占有最重要的部分，又目前世界各國為了實現節

能減碳的能源安全目標，都積極在尋求最具有效率之能源組合(最適能源配比)，包括如何引進與提高再生能源的發電比重，而所謂最具有效率的發電組合，即在於尋找在既定風險下以最低成本達成最高的發電效益或者是在既定的成本或報酬下尋求最低風險的能源配比，亦即，需同時考慮了能源的成本與風險，因此具效率發電組合能夠達成經濟與能源安全的雙重目地，若進一步考慮能源的溫室氣體排放成本，則所達成的效率發電組合將亦能達成減少溫室氣體排放，且更能達成減緩氣候變遷環境風險的目的。而針對此一相關議題，至今已有不少學術研究利用財務理論上的資產組合前沿(portfolio frontier)與風險管理來進行最適效率能源配比的分析。

依傳統方式在最低發電成本技術的供給線性規劃研究方法下，若不考慮環境效益通常再生能源皆會被視為是一昂貴的發電方式，若電源配比中加入再生能源則會增加電力供給的總成本，但此種觀點並不能反應真實情況早已被諸多學者所質疑，因為若考慮未來燃料市場的不確定性時，各種發電技術配比組合之總合成本與風險並不等於各種單一發電技術的成本與風險之累計總和，尤其是當單一發電技術與其他發電技術的成本呈負相關或不相關時，既使昂貴的單一發電技術加入電源配比亦可大幅降低整體電源配比組合的預期成本與風險，而非增加原有的配比組合下之預期成本與風險，因此面對風險及不確定性的電源開發規劃問題，我們必須尋求一個「整合性的評估方式」而非以單一發電技術為唯一考量，如此方能將風險及不確定性與各種發電技術間的相互變動關係都可納入進行合理評估，而基於資產組合理論的電源規劃方法則為此種整合性評估方法最佳的解答(Awerbuch S. and Berger, M., 2003；Awerbuch, S. and

Yang, S. , 2007 ; Humphrey, H.B and McLain, K.T, 1998)。資產組合理論的電源規劃研究方法能替代傳統的電源開發規劃模式探討最佳電源配比方案，可同時將各種能源的風險與相互變異情況納入考量，而不是維持在假設一切穩定變動的狀態下尋找單一技術的最小發電成本方式，在資產組合電源開發規劃的模式下，各種發電技術的評估係基於其對最適電源配比組合整體的貢獻亦即對總體電力供給預期成本與風險的貢獻，而非其本身單一技術的成本與風險，此種方式所導出的最佳電源配比須滿足下述條件：在電源配比組合整體的相同變異數或標準差(代表整體電源配比的風險)下會具有最低的發電成本期望值，或是在相同的整體發電成本期望值下，配比組合會具有最低的風險(亦即電源配比的變異數或標準差)。

能源政策之風險議題向來為社會關注的焦點，而能源風險更是對於國家安全影響重大，因此兼顧能源供需與安全並能符合環境永續及經濟發展的能源風險決策極為重要，然極其重要的是，決策者與公眾的風險認知與風險態度對於能源政策之制訂有舉足輕重的影響，最適電源規劃投資決策必須同時考慮主觀和客觀條件，前者反應在決策者對各種風險性資產的主觀偏好或無異曲線上，後者表現在客觀描述各種風險性資產組合的效率前沿上，投資者的效用曲線是由風險與報酬所決定，但其形態則隨投資者對風險的態度而異，多數的投資者對風險持保守態度，亦即風險趨避的投資者其效用曲線為上凹的無異曲線，因此在資產組合的報酬與變異數的展開圖上，越往上移的無異曲線的效用水準越高，將投資者的主觀效用曲線與客觀的資產組合效率前沿相結合，亦即無異曲線與效率前沿的相切點即可決定出最適資產組合(optimal portfolio) ，因此，將代表風險

態度的效用無異曲線引入效率能源配比的分析中，經由無異曲線與效率前沿的切點(亦即滿足主客觀條件下之能源風險管理決策)，可以找出能滿足最大效用的效率能源組合，請參見 Marin-Quemada et al. (2012)，而該組合可以稱之為「最適」效率組合。

故本計畫目的旨在運用核研所已完成之不確定性下風險決策分析的結果，配合 COP21 的規範與全球能源趨勢的變動情勢之風險，建立一兼顧能源安全、環境及經濟的最適電源配比決策，藉由探討決策者及社會相關風險效用函數，分析其風險態度與所面臨之能源系統風險，並將社會風險效用函數納入電源配比決策管理，以提供國家能源政策的決策者作為電源配比與能源風險決策管理之參考。

## 二、研究內容與範圍

本研究的完成將對我國的能源政策帶來極大的效益，過往的電源開發規劃係透過評估各種最低發電成本單一技術的供給線性規劃，缺乏對不確定性和風險的適當處理，若遇到技術、經濟、環境與政治等情況都大幅度變動時，此法將無法應付，因此在現今全球能源情勢展望和 COP21 氣候變遷規範下，尋求能兼顧能源供需與安全並符合環境永續及經濟發展的能源決策極為重要，故本研究運用核研所之風險決策分析研究成果，建立一兼顧能源安全、環境及經濟的最適電源配比決策，藉由探討決策者及社會相關風險效用函數，分析其風險態度及所面臨之能源系統風險，並將社會風險效用函數納入能源配比決策管理，以處理不確定性下電源配比的總合風險與成本，將對改善我國目前以線性數理規劃模型為主的未來的能源配比方案有具體改善的方式與重大成效，能提供國家能源政策的決策者作為電源配比與能源風險決策管理之重要參考。



本研究目的即是針對面臨風險與不確定性下發電配比相關議題進行多面向的研究評估，以利後續提出國家能源政策建議方案。具體而言，本研究的工作範圍與內容如下：

1. 風險與不確定性下發電配比研究相關議題之參考文獻蒐集與分析。
2. 聯合國巴黎氣候變遷大會對低碳能源與碳價制度相關資訊之蒐集整理，以及分析對我國電源開發規劃之政策意涵。
3. 探討各類電力配比之發電成本（如各類機組的投資成本、運維成本、燃料成本、溫室氣體排放成本等）的組成與相互變異的關連性，以及進行成本風險分析。
4. 評估現行電力配比之經濟效率以及可改善之方式。
5. 運用核研所已開發之不確定性下風險決策分析模式，整合民眾風險態度與電力配比之模型分析，進行最適電力配比規劃。
6. 比較傳統之最小成本電力開發規劃與最適投資組合分析方法的差異與優劣。
7. 配合國內相關政策發展及核研所需要，適時提供相關議題之諮詢與評估分析。

### 三、研究的流程與步驟

本研究即是為了能達到兼顧能源供需與安全，使能源風險決策符合環境永續及經濟發展的目標，以因應 COP21 的規範與全球能源趨勢的變動情勢，在資料蒐集方面除了風險與不確定性下發電配比研究相關議題之文獻外，亦蒐集聯合國巴黎氣候變遷大會的相關資訊，以及最適電力配比的研究文獻，以作為本研究的立論及方法學基礎。在執行上整合民眾風險態度，透過最適資產組合理論進行最適電力配比規劃，亦即建立一兼顧經濟、環境與能源安全且有別於

傳統研究方法之最適電源配比決策模型，以提供決策者作為我國傳統電源配比研究方法與電源開發方案規劃之對比參考。最後在研究的過程中配合核研所需要，適時提供相關議題之諮詢與評估分析。詳細的研究方法及進行步驟如下：

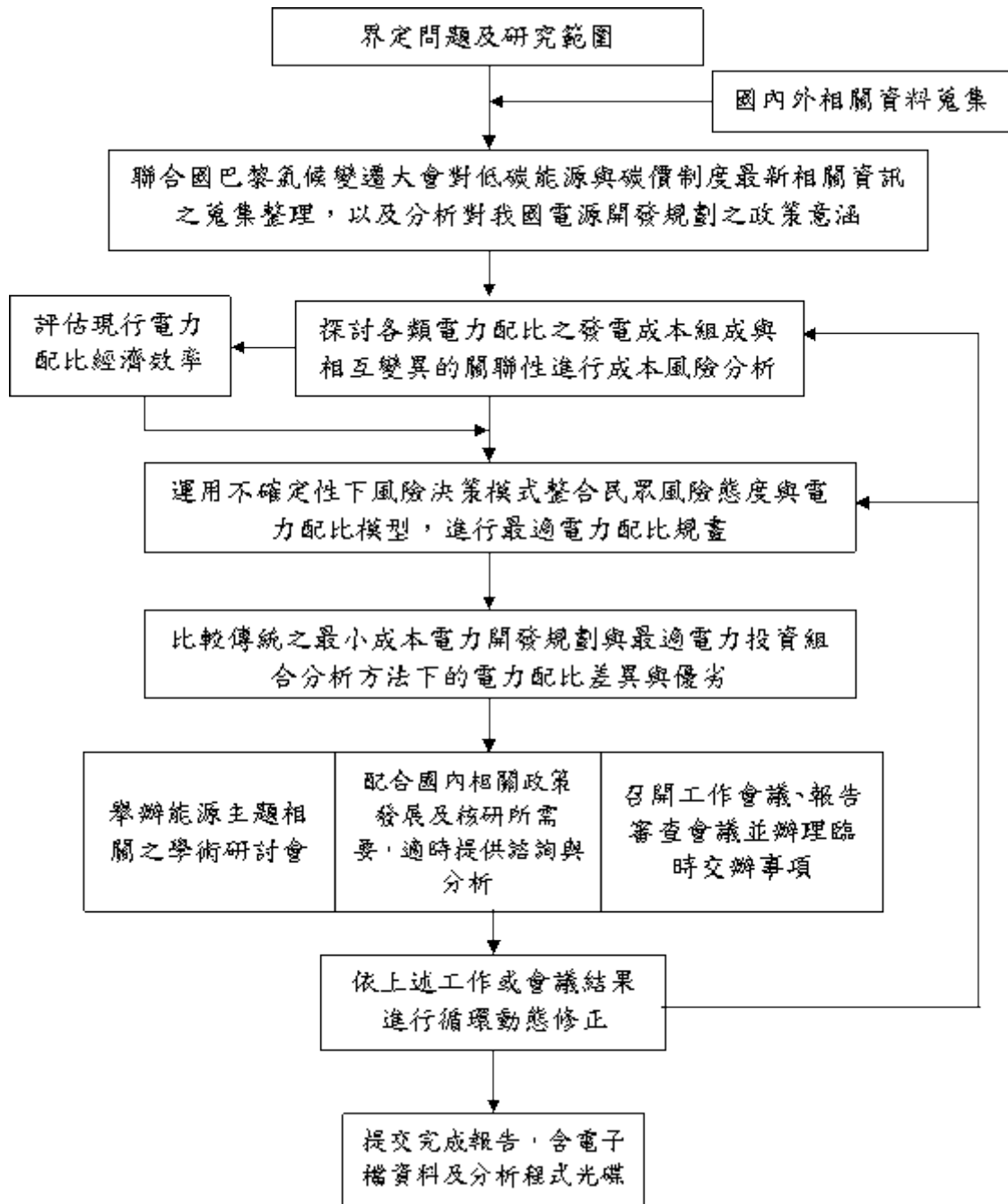


圖 1.2：本研究流程圖

## 貳、文獻回顧與研究方法

### 一、國內外相關研究進展現況

#### (一)風險效用理論與實證研究

早期探討風險決策理論分析的經典著作首推 Pratt(1964)，其由效用理論推導風險趨避(risk aversion)的衡量，以及風險貼水(risk premium)或保險貼水的公式推導，同時亦對等值現金(cash equivalent)的概念提出定義。Pratt 經由效用函數的二階泰勒展開式，首先提出絕對風險趨避的量測函數，它是一種局部的衡量指標，其定義某人為風險趨避、風險中立或風險愛好，以絕對風險趨避函數作為風險態度衡量指標，則效用單位改變之後，將不會影響到風險態度的測度值。Pratt 認為隨著財富而遞減的絕對風險趨避是比較適合用來描述人們的風險態度，但在實證的研究上卻發現很多研究都展現出人們存有遞減、遞增或固定的絕對風險趨避行為。Binswanger(1980)為經典的風險態度量測文章，其以情境與實境並存的實驗設計方式對印度農民進行了風險態度的實證研究，情境實驗係採傳統風險效用理論，以問卷面訪調查的方式透過風險賭注等值現金的概念，推導出受訪者的風險態度，而實境實驗設計則以設計的賭注和真實的報酬支付來進行農民風險態度的揭露，真實報酬支付的額度設定於超過受訪者平均每月所得，以避免賭注籌碼過小的批評和誤差。研究結果發現情境面訪且易受訪問員的訪問技巧之偏誤影響，實境實驗設計的統計結果相當一致，在高報酬支付的水準上，幾乎所有的農民都是中等程度的風險趨避者，且不受受訪者其他社經條件或本身特質變數的影響。Gary Bond 及 Bernard Wonder(1980)依據效用函數

下的傳統風險決策理論 (Neumann and Morgenstern,1953 ; Arrow, 1970 ; Pratt, 1964), 指出決策個體效用函數的曲度特性即代表該主體的風險態度, 而該效用函數的曲度可透過絕對趨避風險函數衡量, 換言之 Gary Bond 主張若一個風險賭注的統計特性以及決策者的偏好序列為已知的情況, 那麼其風險態度便可進行推估。Gary Bond 用問卷設計的方式導出農民心中面對各種風險賭注下的等值現金 (certainty equivalent), 以推估澳洲農民的風險態度。研究結果發現絕大多數的農民為些微的風險趨避, 但亦有相當程度數目的風險中性者和風險愛好者, 此外亦有為數不少風險趨避與風險愛好同時存在者。由於效用函數的推導採用傳統馮紐曼摩根斯坦 (VNM) 模式遭受到兩項主要的批評, 為受訪者厭惡賭博或受訪者偏愛某種數值的機率, 因此 Turan Binici (2001)採用了 VNM 的修正模式: 均等等值現金模式或稱 ELCE 模式(Equally Likely Certainty Equivalent Model ; ELCE), 在此模式下, 受訪者將面對一系列的均等機率賭局設計並回答心中的相對應等值現金, 並藉此等值現金數值導出受訪者的風險效用函數。

## (二)展望理論與實證研究

在傳統的經濟學中, 分析不確定情況下的決策時, 通常使用預期效用理論。然而最近數十年來, 大量的研究顯示在實際決策中, 人們的決策行為常常違反依據預期效用理論所做的決策, 例如最著名的 Ellsberg's Paradox, 證明了人們在做選擇時違背了預期效用理論關於決策選擇的公理。基於考慮心理學而對人們偏好行為的研究, Kahneman 與 Tversky(1979)提出「前景理論(prospect theory)或稱展望理論」以補充修正預期效用理論。Kahneman 與 Tversky (1979) 指

出傳統預期效用理論無法完全描述個人在不確定情況下的決策行為。他們以大學教授和學生為基礎進行問卷調查，發現大部份受訪者的回答顯示許多偏好行為違反傳統預期效用理論的現象，並據此提出前景理論。其將這些違反傳統效用理論的部份歸納出下列三個效果來說明，分別為(1)、確定效果(certainty effect)：此效果是指相對於不確定的結果(outcome)來說，個人對於結果確定的支付現象會過度重視；(2)、反射效果(reflection effect)：若考慮損失，可發現個人對利得和損失的偏好剛好相反，稱為反射效果。個人在面對損失時，有風險愛好(risk seeking)的傾向，對於利得則有風險趨避(risk aversion)的傾向。這和預期效用理論並不一致，可以看出個人注重的是相對於某個參考點(reference point)的財富變動而不是最終財富部位的預期效用；(3)、分離效果(isolation effect)：意指若一組前景 prospects 可以用不只一種方法被分解成共同和不同的因子，則不同的分解方式可能會造成不同的偏好。

### (三)國內能源配比理論與實證研究

國內探討最適電力配比的研究文獻亦不勝枚舉，大都皆遵循傳統的電源開發數理規劃模式尋求在成本最小化條件下的各種電源配比方案，梁啟源等(2015)以其開發之計量經濟模型內含價格與成本份額的電力子模型來探討我國各類發電技術之最適配比，同時亦考量不同碳稅額度對最適配比的影響，研究結果發現若不考慮碳稅最適配比核電應占 13%，再生能源 6.4%，燃煤 40%，燃氣 34.35%，考慮碳稅則核電與再生能源占比將隨之提升，燃煤會遞減而燃氣則會些微上升，以碳價在 40 美元/噸 CO<sub>2</sub> 為例，核電占比應提升至 15.68%，再生能源 8.16%（低於政府規劃之目標），燃氣 39.05% 而燃煤則下降

至 29.6%。因此建議能源政策可考慮將核四商轉或既有核能機組延役，並搭配課徵碳稅做為支持達到我國規劃再生能源發電目標的方式。此外，賴正文(1999)、王鈺惠(2010)、鍾雨璇(2014)、劉哲良等(2015)也都採類似傳統最小成本規劃的方法探討各種目標下最適電力配比的問題，也都有類似的電力配比研究結果。

Wu 及 Huang (2014) 和李堅明等(2015)應用資產組合理論搭配傳統的電源開發最適數理規劃模型進行了我國最適電力配比的研究。此兩篇研究首開我國研究電力配比突破傳統的最小成本規劃方法，應用了資產組合理論兼顧了電力配比的預期成本與風險。前者透過風險趨避參數(risk aversion parameters)將系統發電成本的風險融入電源規劃的最小成本目標函數並以之求解，而後者則是將系統發電成本的風險納入限制式，然後以最適控制理論求解我國長期永續發展下的最適電力配比。兩者的研究都得出類似的結論：傳統的電源開發規劃模型忽略了再生能源對電力系統的貢獻，尤其是對其與化石燃料價格呈低度或不相關的貢獻可以大幅降低系統供電的風險與成本，此外亦可大幅地降低溫室氣體的排放。Wu 及 Huang (2014) 的研究結果指出再生能源尤其是風力在考量風險的情境下可以提早大量地加入電力系統，直到滿足發展的潛力上限為止，但必要時得增加部分少量的天然氣彈性機組以彌補風力發電在尖峰時的不穩定出力。而李堅明等(2015)的研究結果指出若核四封存，2025 年的最適電力配比为核能占 8%、再生能源提升為 16%、燃煤 30.6%、燃氣 42.2%、燃油 0.8%及抽蓄水力 9.5%。顯見再生能源在採用不同的研究方法時電源最適配比會有顯著不同的結果，但由於李堅明等(2015)的模型並未考量決策者的風險態度之效用函數，因此其最適電力配

比理論上應該並非最適而是僅符合最低成本與風險下最有效率的配比組合之一。此外，該研究亦未能充分考慮到各種發電技術的各項成本如投資、燃料、運轉、維修、除役等之間的相互關係，這些都是後續研究可以擴充的地方。而 Wu 及 Huang (2014)的研究對風險態度的簡易處理，亦有可改善的空間。

使用整合規劃模型模擬分析電力配比而不追求最小化成本的研究方法亦是電源規劃的傳統方法之一，國內外不乏有這方面的研究，以國內而言，重要的有朱證達(2015)和郭瑾璋等(2015)等人的研究，前者引進英國的 2050 能源供需模擬器(2050 Calculator)，模擬台灣在不同情境下考量各種電力參數與限制因素，對電力供需規劃之結果。該模擬器若設定再生能源極大化為目標來取代核電與燃煤，則模擬 2030 年時的結果為我國的再生能源占比可達 21%，核電為 0%，可是若採最小化成本為目標，核電比重上升至 18%，而再生能源占比下降至 9%。後者應用 TIMES 模型(The Integrated MARKAL-EFOM System)進行模擬分析能源系統成本最小化下滿足電力供需特性的未來長期電力供需規劃與能源技術組合，包括各種電力配比情況，同時亦進行政府節電措施與抑低尖峰負載措施對電力負載與電力配比的影響。研究結果指出在節能與抑低尖峰負載情境下，若核四不商轉且核電舊廠不延役，2030 年時主要最適容量配比為燃煤 31.5%和燃氣 29.8%，若核電舊廠可延役則核電占比為 7.7%，被取代的燃煤則下降到 23.6%。在能量配比方面，2050 年時燃煤為 56.1%，而燃氣為 15.3%。

國外探討最適電力配比的研究文獻起源甚早，自 1950 年代線性規劃發展開來就被長期用來作為各電力部門或綜合電業(utilities)長



期電源開發的主要規劃工具，而這一趨勢至今未曾改變，雖然本世紀開始，歐盟許多學者倡議長期電源開發規劃應隨著電業自由化市場化的發展改採以資產組合理論方法來處理未來市場與價格的不確定性和風險，但各國的主流方法目前還是以最低成本化的數理規劃模型搭配敏感度分析為主，如 Akira, Yanagisawa, M. Aoshima 及 K. Ito (2015), the Department of Energy & Climate Change (DECC, 2013), International Energy Agency (IEA, 2015), AEMO (2014), International Energy Agency- The Energy Technology Systems Analysis Programme (IEA-ETSAP, 2005), the Department of Energy & Climate Change (DECC, 2010)等。

有關我國官方發表之電源配比的研 究情況，重要參考文獻首推能源局(2015)出版之我國「能源開發政策評估說明書」，該報告指出能源局依 2012 年行政院核定之「能源發展綱領」及參酌 2015 年全國能源會議中各類能源發展意見，研提「能源開發政策」，規劃 2015 至 2035 年各種能源開發政策之可能組合情境方案，及其各類能源發展目標與其結構占比，並評估各面向之影響及其減輕或避免環境影響之因應對策考量，以作為國家擘劃未來總體能源開發藍圖之政策選擇之參考依據。能源局委託工業技術研究院以 MARKAL/TIMES 模型模擬最適的電源開發方案，以樂觀高需求、持平中需求、保守低需求 3 個情境搭配 6 個政策情境方案(C1-C6)，共計 18 個評估情境方案，進行 2015 年至 2035 年能源發展規劃，每 5 年為 1 期進行評估。政策情境規劃思維及供電組合配比方案如下：

C1：核四商轉+核一二三不延役+再生能源(18,734MW)+燃氣擴大(2,600 萬噸)+新增燃煤

C2：核四不商轉+核一二三不延役+再生能源(18,734MW)+燃氣

擴大(2,600 萬噸)+新增燃煤

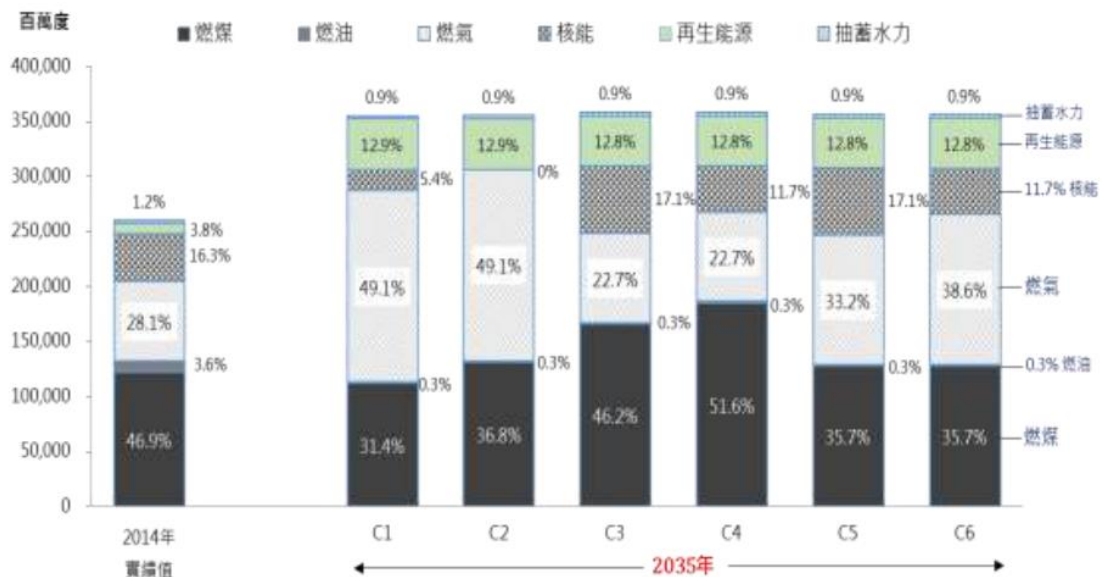
C3：核四商轉+核一二三延役+再生能源(18,734MW)+新增燃煤

C4：核四不商轉+核一二三延役+再生能源(18,734MW)+燃煤

C5：核四商轉+核一二三延役+再生能源(18,734MW) +新增燃煤  
(不設限)

C6：核四不商轉+核一二三延役+再生能源(18,734MW)+燃氣

規劃結果如圖 2.1 所示，為滿足電力需求及滿足 15%之合理備用容量率之政策目標，我國 2014 年發電量約為 260,027 百萬度，2035 年發電量約介於 354,913 至 357,938 百萬度，在中需求情境下 2035 年的電源配比再生能源都固定於 12.8%-12.9%的水準，主要變異來自於化石燃料之間的相互替代，以 C2 情境而言，廢核後主要替代能源為再生能源與燃氣機組，其餘的情境以 C3 及 C4 情境的燃煤為替代主力，各情境 2035 年當年的發電成本以 2014 年為基期，分別為 C1(196.2%)、C2(200.4%)、C3 (153.8%)、C4(157.4%)、C5(168.2%)、



資料來源：能源局(2015)。

註：工業技術研究院 MARKAL/TIMES 模型模擬結果。

圖 2.1：2035 年中需求各評估情境方案之發電量規劃

我國政府公佈之電源開發方案，向來都是依傳統方式最低發電成本技術的供給線性規劃或模型模擬，此次亦不例外(如 MARKAL/TIMES 模型)，在此種研究方法下，再生能源被視為是一昂貴的發電方式，因此被設定在固定的比例，總是認為若電源配比中加入再生能源則會增加電力供給的成本，但此種觀點已如前述並不能反應真實情況且缺乏考慮未來燃料市場的不確定性，亦欠缺考慮再生能源與化石能源之間的成本係呈負相關或不相關現象，增加再生能源配比按資產組合理論，將可大幅降低電源配比組合的預期成本與風險，因此面對風險及不確定性的電源開發規劃問題，本研究將以資產組合理論的電源規劃方法，探討在同樣的預期成本與風險下，我國電源規劃方案電源組合的可以改進作法。

在資產組合理論的研究方法上，國內楊秉訓(2013)的專書探討不確定與經濟決策的研究方法，作者認為在複雜的經濟環境不確定因素總是隨處可見，其為非常重要的一種「市場失靈」來源，欲掌握經濟情勢並做出正確決策就不能忽視風險之存在與影響。考慮不確定因素後，必須重新建立經濟分析工具，因其牽涉機率概念導致不確定經濟分析變得極其複雜，作者指出不確定經濟學為一門研究如何在不確定的經濟環境下，利用有限資源以滿足無窮欲望的學問，該書第七章為資產組合理論詳細介紹了風險分散之理論基礎、效率前沿、平均數與變異數分析、最適資產組合與資本資產定價模型等。此書的方法將可作為本研究資產組合理論的重要參考依據之一。

#### (四)國外能源配比資產組合理論與實證研究

在國外以資產組合理論探討電源配比與電源規劃，起源遠較國內為早，早期有 Bar-Lev, D. 及 Katz, S. (1976)、Awerbuch, S. (1993)、Stirling, A.C. (1994)、Humphreys, H.B. 及 McLain, K.T. (1998)、Helfat, C.E. (1988)；近來的重要參考文獻如：Awerbuch, S. (2000)、Venetsanos K., Angelopoulou P., Tsoutsos T. (2002)、Springer, U. (2003)、Awerbuch, S. 及 M. Berger (2003)、Awerbuch, S. 及 Yang, S. (2007)、Grubb, M., Butler, L., 及 Twomey, P. (2007)、Roques et al. (2008)、Bhattacharya (2010)、Fan (2010)、Rebennack, S., J. Kallrath 及 P. M. Pardalos (2010)、Glensk, B. 及 R. Madlener (2011)、Xue, Q., Z. Wang, S. Liu, D. Zhao. (2014)，都加入了以資產組合理論探討長期電源規劃與電源配比的研究行列，其中最著名的為代表歐盟電源配比研究的傑出經濟學者 Awerbuch, S. 及 M. Berger (2003)及 Awerbuch, S. 及 Yang, S. (2007) 的兩篇文章。

Awerbuch, S. 及 M. Berger (2003) 以資產組合理論探討歐盟的電源規劃決策問題，作者引用當代財務分析的均值變異分析方法 (mean-variance analysis) 探討歐盟 2000 年及 2010 年的電源配比組合之成本與風險以及可茲改善的方法，首先蒐集歐盟之電源配比下的各種發電技術之成本，包括期初建置、燃料及運維成本，再計算各種發電技術的每度均化成本(元/度)，為了符合財務分析的架構作者將每度的均化成本取其倒數(度/元)作為各種發電技術的預期報酬，按照燃料市場及各種發電技術成本歷年的數據推估各種發電技術間

的風險(標準差)及統計相關係數，具備上述資料後即進行各種發電技術的資產組合效率前沿之求解，並以之探討歐盟既存之電源配比的效率與風險，並尋求可以改善的替代能源配比。研究結果指出，既存的 2000 年及 2010 年的電源配比均非最適，而有效的改善之道為可引進大量風力發電技術或其他以固定成本為主的發電技術如核電，不但可提升電源配比的預期報酬，亦可大幅降低能源組合的風險。此外，若對另一固定成本為主的核能發電技術設限，將會對歐盟電源最適配比產生顯著衝擊，並大幅降低其預期報酬。由於這些研究發現並無考慮再生能源發電額外的環境效益，若加入考量，則再生能源配比會再增加，因此作者最後強烈建議歐盟應改變其能源配比，不應再強調發展天然氣發電為主的策略，而應改採其他以固定成本為主的發電技術，如再生能源與核能發電技術。

Awerbuch, S. 及 Yang, S. (2007) 改變其以往以預期報酬與風險的資產組合理論探討最適電源配比，而改採以預期成本與風險的組合方式進行對歐盟發電配比 (EU-2005 配比及 EU-2020 配比) 的研究，該文首先分析傳統的最低成本電源規劃方式與資產組合理論規劃方式的異同及優缺點，而後則以資產組合理論探討歐盟電源規劃的相關問題，與以往不同的是，此次分析不再採用各種發電技術的預期報酬(度/元)，而直接採用各種發電技術的均化成本直接進行均值變異分析。均化成本的項目比以往多增加了排碳成本(歐元/噸 CO<sub>2</sub>) 及再生能源加入電力系統的額外整合成本，以消除其間歇不穩定性，同時再生能源種類更細分為陸域風力、離岸風力、小水力、大水力、光電、地熱及生質能等。研究結果發現加入排碳成本後(35 歐元/噸 CO<sub>2</sub>)，電源配比的效率前沿將大幅上移，代表電源組合的預期成本

與風險在排碳成本加入後都顯著提升，而碳排放則每年將減少 40% 至 825 百萬公噸的水準，而進一步增加核能與再生能源的配比可將歐盟發電配比(EU-2005 配比及 EU-2020 的配比)的預期成本與風險顯著降低。最適的電源配比可為歐盟帶來每年 5000 億元的效益，因此建議決策者應大力發展非化石能源發電。作者最後強調當今的能源環境充滿了不確定性且電源規劃又兼具動態性，因此以資產組合理論為基礎的電源規劃方式較能反應市場的風險與成本，所以不應該只採用傳統的單一技術最低成本線性規劃方式分析未來的電源配比規劃問題。

此外，Bar-Lev 及 Katz (1976)首先應用投資組合理論於發電能源的效率組合研究，他們找出幾個特定國家使用化石燃料發電的效率組合，並探討各種成本與風險下能源的使用配比，其結論指出，能源的分散化與多元化有助於提高發電的效率與降低能源風險。Roques et al. (2008)則利用蒙地卡羅模擬英國的天然氣電廠、煤電廠和核電廠的發電報酬，並將結果用於投資組合模型來研究自由化電力市場下大規模電廠的效率發電配比，其結論顯示增加煤電與核能的發電配比，可以降低發電成本與風險。Fan (2010)應用投資組合理論探討中國 2020 年中期發電計畫，發現中國 2020 年的發電組合可經由多樣化發電技術降低能源組合的風險，但是生產成本將有所增加。Bhattacharya (2010)亦以投資組合模型，研究了不同水準電價、碳稅、電廠規模和市場規模對於最適發電配比的影響。

## 二、能源配比資產組合規劃的評估方法

能源投資組合的選擇分析方法，在實證研究上大多採用平均與變異數分析法的投資組合理論 (Mean Variance Analysis; MVA)，係

由 Markowitz, H. (1952)發展而來。增加預期報酬和風險分散是建立資產組合理論的兩大重要基礎，分散投資或是增加投資標的如能源多元化策略，為何能夠使投資者承擔的風險降低?此可藉由效率前沿 (efficient frontier)概念給予嚴謹說明，所謂效率前沿是指將一定數量財富分配於兩種以上風險性資產後，各種資產組合的最終財富之期望值與變異數所連接成的效率軌跡，也就是描述一定財富所能夠分配的各種風險性資產之效率組合，這是決策者所面臨的客觀條件。本研究採行資產組合理論分析的原因除了整體考量在不確定性下我國的能源配比的風險與預期成本外，亦為提升我國能源開發規劃領域的學術水準，並透過多樣化的研究方法探討我國各類能源配比與傳統規劃法下其他研究結果的異同，以及可茲改善之處。

只要資產組合間不是完全正相關，任何風險性資產的投資組合都具有風險分散的效果，而負相關資產的風險分散效果，又比正相關資產更大，若風險性資產之間具有完全負相關，在適當的投資組合下甚至可讓風險降低至零，而將不確定性完全消除。一般情形兩種資產不會完全相關，效率前沿在平均變異數的空間展示圖上，應是凸向左邊的一條曲線。效率前沿上的所有資產組合具有符合經濟效率的特性，亦即在相同變異數或標準差之下會具有最高的報酬期望值，或是在相同報酬期望值下，會具有最低的變異數或標準差，故稱之為效率資產組合，基本假設如下：

- (1) 決策者事先知道資產報酬的機率分配
- (2) 投資組合風險可以資產報酬率的變異數或標準差表示
- (3) 影響資產組合決策的主要因素為期望報酬率（或成本）與風險兩項因素

- (4) 投資者都遵循「同一風險水準下，選擇報酬率較高的組合，或是同一報酬率之下，選擇風險較低的組合」的決策標準。

基於上述之假設，可設定如下的數理規劃模式以求出具有效率

$$\begin{aligned} \min_{\{w\}} & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \\ \text{s.t.} & E[\tilde{r}_p] = \sum_{i=1}^n w_i E[\tilde{r}_i] \\ & \sum_{i=1}^n w_i = 1 \\ & w_i \geq 0 \quad (\text{其中 } i=1,2,\dots,n) \end{aligned}$$

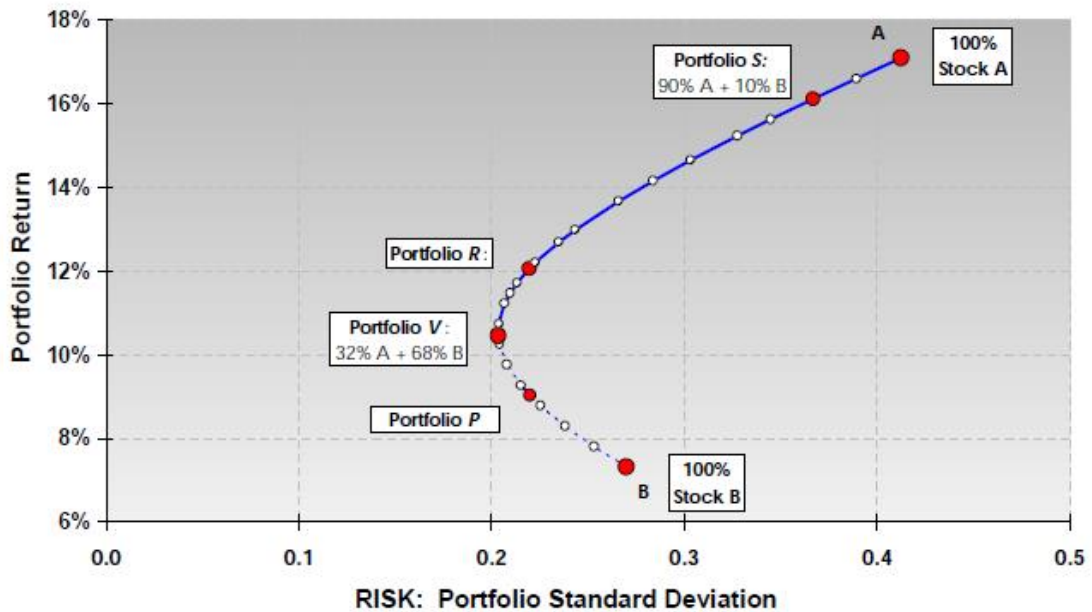
之能源配比如下：

式中 $\sigma_{ij}$ 表示以能源*i*與能源*j*發電報酬的共變異數，而 $\sigma_{ii} = \sigma_i^2$ 為以能源*i*發電之報酬的變異數， $E[\tilde{r}_p]$ 是以不同能源發電組合*p*的期望報酬，可以每一元新台幣的發電度數(Kwh/\$NTD)來表示，亦即每種發電技術均化成本的倒數， $w_i$ 表示能源*i*的使用配比。

以上二維的數理規劃模型的兩種發電資產最適解將如圖 2.2 所示，圖中的效率前沿是由 A、B 兩種資產所組成，其中發電資產 A 具有高報酬高風險的特性，而發電資產 B 則具有低報酬低風險的特性，介於 A、B 之間如 S、R、V、P 各點則為不同權重的 A、B 兩種發電資產組合，從 S 點(90%A+10%B)至 P 點(90%B+10%A)，這些資產組合的軌跡皆符合效率要求，其中 V 點的組合(32%A+68%B)為效率前沿的最低風險組合，V 點以下至 B 點的組合雖能符合效率的要求，但並不會被投資者所採用，因為在同樣的風險水準下(投資組合標準差)，效率前沿的上半部相較於下半部具有較高的預期報酬，如



R 的資產組合較 P 的資產組合為優，因此有效的效率資產組合在圖 2.2 中係指實線弧線( $\overline{VA}$ )部分，多維的發電資產組合模型可同理類推之。

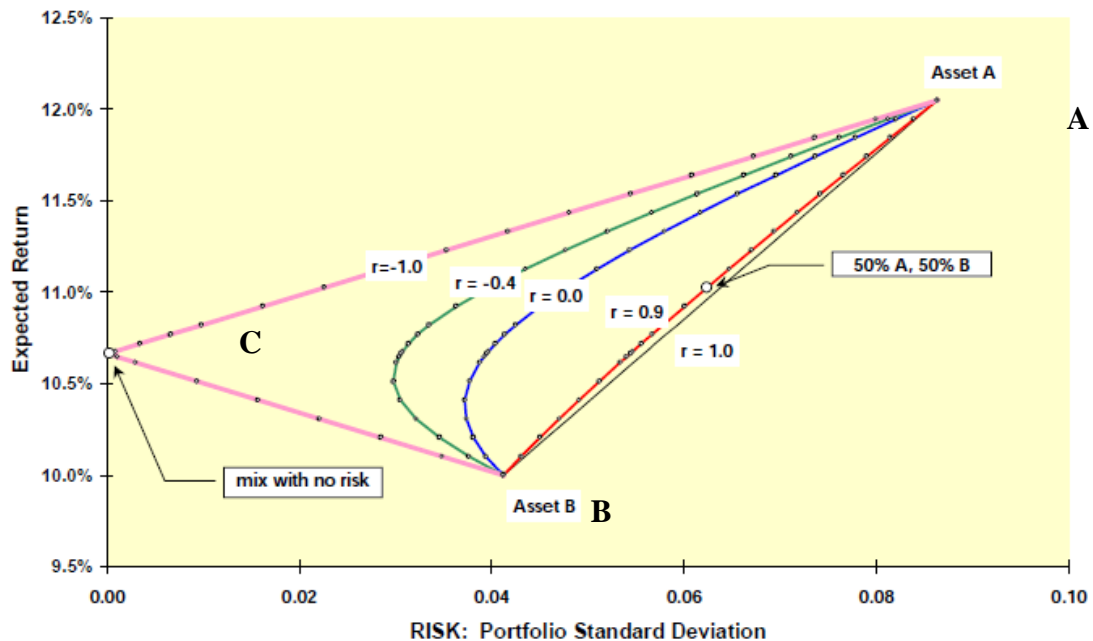


資料來源：Awerbuch S. and Berger, M. (2003).

圖 2.2：效率前沿曲線

當兩種發電資產為完全負相關時( $r = -1$ )，效率前沿為連接到某一無風險資產 C 的兩條直線，如圖 2.3 中 $\overline{AC}$ 與 $\overline{BC}$ 線段，C 點為無風險資產，其風險(標準差)為 0，當投資者將資金分配到具有完全負相關的兩種資產，其中有一種投資組合可將風險降低至 0。效率前沿的型態隨相關係數之大小而變，當相關係數 $r = 1$ 時效率前沿為連接 A、B 兩點的直線，在此效率前沿上，風險與報酬呈線性關係，不論 A 點、B 點或 $\overline{AB}$ 線段其中各點並無資產組合的額外利益，B 點加入組合雖可降低風險但亦會線性的降低報酬，當相關係數小於 1 時，其形態由正斜率直線開始向左凸，直到相關係數到達 $r = -1$ ，效率前沿的型態變成連接到某一無風險資產的兩條直線，此時的資產組合 C

其風險為 0。因此 A、B 兩種資產的相關係數越小資產組合的效益越大，例如圖 2.3 中當相關係數  $r = -0.4$ ，相對於  $r = 1$  時同樣報酬水準的降低，資產 B 的加入組合可產生顯著的風險降低效果，而  $r = 0.9$  時風險降低效果就非常有限。

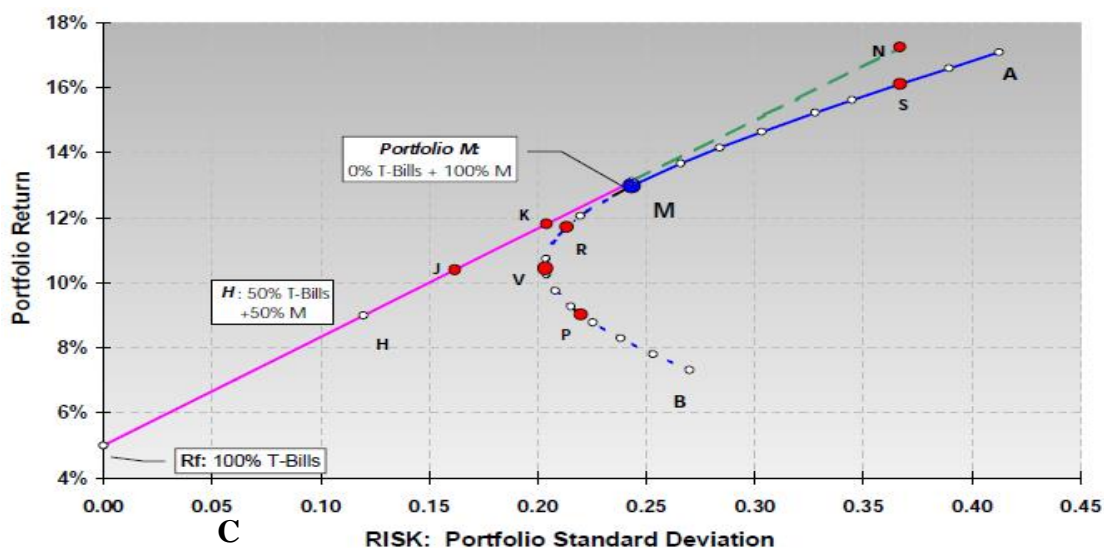


資料來源：Awerbuch S. and Berger, M. (2003).

圖 2.3：不同相關係數資產組合的效率前沿型態比較

包含無風險資產的最終財富期望值，為無風險資產和 A、B 兩種風險性資產組合的報酬期望值之加權；而其變異數亦為無風險資產和 A、B 兩種風險性資產組合的報酬變異數之加權，只要與無風險資產進行資產組合，其效率前沿皆為連接到縱軸的一條直線。在平均數與變異數的座標軸上，由無風險資產至原風險性資產效率前沿上任何一點的連接線都是直線，其與原效率前沿的上方包絡曲線或切線即可決定包含無風險性資產的效率前沿型態。圖 2.4 顯示原風險性資產的效率前沿  $\widehat{AB}$  當無風險性資產如政府公債 T-Bills 加入後的

更新之效率前沿為 $\overline{CM}$ 線段與弧線 $\widehat{MA}$ 的結合，此時 C 點為完全無風險資產組合 (100%T-Bills)，切點 M 點為完全風險資產組合 (60%A+40%B+0%T-Bills)，H 點為風險與無風險資產各半 (50%T-Bills+50%M)，其餘線上各點則為不同權重的無風險與風險資產組合，弧線 $\widehat{MA}$ 則為原風險性資產的效率前沿，由圖可知當無風險資產加入組合後可改變原來的效率前沿，會沿著 $\overline{CM}$ 線段往下直至 100% 完全無風險性資產 C 點為止。因此無風險性資產的加入，可使原資產組合的效率大幅改善，例如當原風險性資產最低風險的組合 V 點在無風險性資產加入後可以上移至 K 點(增加報酬)或左移至 J 點(降低風險)，皆較原 V 點為佳，即使無風險性資產的報酬相當低，此改善效果依然存在。在各種發電技術中，再生能源發電通常不需燃料僅需期初的投資建廠成本，且運轉後運維成本很低，因此為一種與燃料市場不相關而具有低風險、低變動成本、低污染且能源自主性高的發電方式，Awerbuch (2003)的研究即將再生能源視為是一種無風險性資產加入電源配比的研究。故藉此即可找出圖 2.4 中所規劃之能源配比情境下的組合在圖形中之軌跡，將之與效率前沿上的各種配比組合(如 A、S、M、R、V)進行比較分析。



資料來源：Awerbuch S. and Berger, M. (2003).

圖 2.4：包含無風險性資產的效率前沿型態

在實證應用上 Bar-Lev 及 Katz (1976) 首先應用投資組合理論於發電能源的效率組合研究，他們找出幾個特定國家使用化石燃料發電的效率組合，並探討各種成本與風險下能源的使用配比，其結論指出，能源的分散化與多元化有助於提高發電的效率與降低能源風險。

他們是直接採用 Markowitz (1952) 的方法，極小化下述 Lagrangean 函數

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} + \lambda_1 \left( \sum_{j=1}^n w_j E(r_j) - E^* \right) + \lambda_2 \left( \sum_{j=1}^n w_j - 1 \right)$$

其中  $E(r_i)$  為燃料  $i$  預期成本(實際上  $r_i$  為燃料成本的倒數)， $\sigma_{ii}$  為  $r_i$  的變異數， $\sigma_{ij}$  為燃料  $i$  與燃料  $j$  的共變異數， $E^*$  為某一特定的報酬水準。由於僅考慮燃煤、燃油與燃氣，故  $n=3$ 。考慮 1952-1968 年美國九個不同地域的資料，並以 1969 年與 1970 年燃料成本做為 1969 年的預期成本，計算 1969 年的不同地區的效率前沿並進行比較。

結果顯示九個地區中有三個地區配比落在效率前沿上，其他六

個地區落在效率前沿下方。

為了比較不同地區的效率情況，Bar-Lev 及 Katz 並利用 Sharpe 的績效測度指標

$$Z = \frac{\bar{Y} - R_F}{\sigma_y}$$

計算 1969 年的實際落點 A 的值  $Z_A$ ，及 A 點垂直上方位於效率前沿上之點 B 的值  $Z_B$ ，與 A 點同水平且位於效率前沿上之點 C 的值  $Z_C$ ，並分別計算  $q$  值與  $\eta$  值來進行不同區域的比較

$$q = \frac{Z_A}{Z_B}$$

$$\eta = \frac{Z_A}{Z_C}$$

如果 A 點落在效率前沿上，則  $q$  值與  $\eta$  值等於 1。

最後 Bar-Lev 及 Katz 亦假定若有某項燃料它的風險等於零，則將可繪出一條資本市場線(i.e.從縱軸出發切於效率前沿之直線)，其方式為簽訂一個固定價格契約，此將使得契約年限之內的價格風險變成 0。

該篇文章主要是在探討電廠如何分配其化石燃料的配比，以降低其成本與風險，是開創將效率前沿應用於發電技術配比之研究論文，因此刊登於財務最頂尖之期刊 Journal of Finance，此後便陸續有相關之研究運用此一方法進行進一步的研究。

Awerbuch and Berger (2003)介紹了投資組合理論運用於最適能源配比的觀點，並說明發電的能源配比可從增加無風險性資產能源如風能、地熱能和其他可再生能源比例而大幅受益，他們應用 MVA

方法於「自由化的電力市場」，並比較歐盟 15 國(EU-15)的電力市場的效率能源使用配比，與 Bar-Lev 及 Katz (1976)不同之處在於他們同時考慮了燃料成本、運維成本與電廠建置成本，並探討不同能源組合下的影響，其結論指出歐盟的能源配比尚非最佳狀態，仍可以大幅改善。具體而言，可透過增加更多的無風險性資產能源如風力或其他再生能源技術的組合，整體的能源使用效率可以大幅改善，風險與成本都可以大幅降低。

Awerbuch 及 Yang (2007)使用投資組合理論對於歐盟 2020 年能源配比下之 CO<sub>2</sub> 排放、成本與風險的基線(BAU)情境，評估歐盟於 2020 年時的效率發電能源組合(效率前沿)，以加強其能源安全降低風險與成本，其結論發現提高風力、核能及其他非化石能源的發電配比(相對於基本情境)可以提高其發電組合的效率，並且可經由能源使用的分散化以降低發電成本與風險。

Roques et al. (2008)則利用蒙特卡洛模擬英國的天然氣電廠、煤電廠和核電廠的發電報酬，並將結果用於投資組合模型來研究自由化電力市場下大規模電廠的效率發電配比，其結論顯示增加煤電與核能的發電配比，可以降低發電成本與風險。

Fan (2010)應用投資組合理論探討中國 2020 年中期發電計畫，發現中國 2020 年的發電組合可經由多樣化發電技術降低能源組合的風險，但是生產成本將有所增加。Bhattacharya (2010)建立了投資組合模型，研究了不同水準電價、碳稅、電廠規模和市場規模對於最適發電組合的影響。

Wu 及 Huang (2014)則構建一個併入可再生能源的電力組合特點規劃模式。其方法為在 11 條限制式下，極小化經風險調整後的總

發電成本之現值(PVTGC)。其風險調整後之總發電成本為

$$\begin{aligned}
 PVTGC = & \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=0}^t \sum_{s=1}^S DF(t) \cdot FP_{j,t} \cdot r_{j,v} \cdot P_{j,t,v,s} \cdot \theta_s \\
 & + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=0}^t \sum_{s=1}^S DF(t) \cdot VAROM_{j,t,v} \cdot P_{j,t,v,s} \cdot \theta_s \\
 & + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T DF(t) \cdot FIXOM_{j,t} \cdot CAP_{j,t} + \sum_{v=0}^t \sum_{s=1}^S DF(t) \cdot C_{j,t} \cdot X_{j,t}
 \end{aligned}$$

其中  $DF(t)$  為折現因子， $FP_{j,t}$  為燃料  $j$  於  $t$  期時的價格， $r_{j,v}$  為發電技術  $j$  於既定電廠裝置水準為  $v$  下的電力產出， $P_{j,t,v,s}$  為於  $t$  時期發電技術  $j$  於既定電廠裝置水準為  $v$  下在 block  $s$  中之電力產出； $\theta_s$  block  $s$  的持續時間； $VAROM_{j,t,v}$  裝置容量  $v$  之發電技術  $j$  的電廠於  $t$  之變動 O&M 成本； $FIXOM_{j,t}$  裝置容量  $v$  之發電技術  $j$  的電廠於  $t$  之固定 O&M 成本； $CAP_{j,t}$  發電技術  $j$  的電廠於  $t$  之累積裝置容量； $C_{j,t}$  發電技術  $j$  於  $t$  時期每單位能量之資本成本； $X_{j,t}$  發電技術  $j$  於  $t$  期新設裝置容量。

其 11 條限制式包括(1)電力供給與電力需求之平衡，(2)營運限制，(3)容量轉換限制，(4)尖峰儲量限制(Peaking reserve constraint)，(5)容量限制(Capacity constraint)，(6)再生能源發電限制，(7) LNG 接收終端的容量限制，(8) 二氧化碳排放量的關係式，(9)可再生能源發電的潛在限制(如地理環境)，(10)發電之非負限制，(11)再生能源的間歇性限制。

使用 1990-2010 年能源局公佈的能源平均進口價格，設定在不同情境下模擬極小化經風險調整後成本後之能源配比。其設定的情境有七種：(1)基準情境(C0)：設定風險趨避係數為 0 之下，極小化發電技術組合的成本所求出的發電技術配比。(2)情境 C(1)~C(4)：

考慮以再生能源發電來規避石化燃料價格波動的風險，分別設定風險趨避係數為.0001, 0.0025, 0.005, 0.0075，分別觀察在不同風險水準下，發電技術配比的影響。(3)情境五(C5)：設定二氧化碳的排放總量上限，觀察在限制 CO2 排放後對發電技術配比的影響。其碳排放上限的設定係根據 2010 年提出的節能與碳減的總體規劃，所設定的 2025 年台灣二氧化碳排減量目標。(4)情境六(C6)、情境七(C7)：由於風力發電有容量信賴度(capacity credit)的問題，特別是當風力發電占整體發電比例增加時，其信賴度降低，因此又設定 C6、C7，分別假設風力發電的容量信賴度為 0.18、0.12。

其模擬結果顯示，當風險趨避係數愈大時，風力發電的設置容量就愈大，單基於地理環境的限制，設定風力發電的上限為 3000MW，並且此風力裝置就必須更提前設置以取代化石能源發電，例如若以基線情況 C0 來看，第五期(年)才須開始新增風力機組，但若以 C4 的情境來看在第一期(年)就需新增風力機組。

當對 CO2 排放進行限制(情境 C5)，則其風力發電的裝置容量比例要高於基準情境。該文亦比較情境 C1、C6 與 C7 之下的總發電成本，分別為 53,115、53,384 與 53,403 億元台幣。

### 三、最適能源配比規劃的研究方法

本研究採用資產組合理論研究方法中的最適資產組合形成與推導模式作為最適能源配比規劃的研究方法，採行的原因除了整體考量在不確定性下我國的能源配比的風險與預期成本外，亦加入考量能源決策者與民眾的風險態度對我國最適電源配比規劃的衝擊影響，也同樣探討在加入民眾風險態度後我國電源配比與傳統規劃法下的異同，以及可茲改善之處。

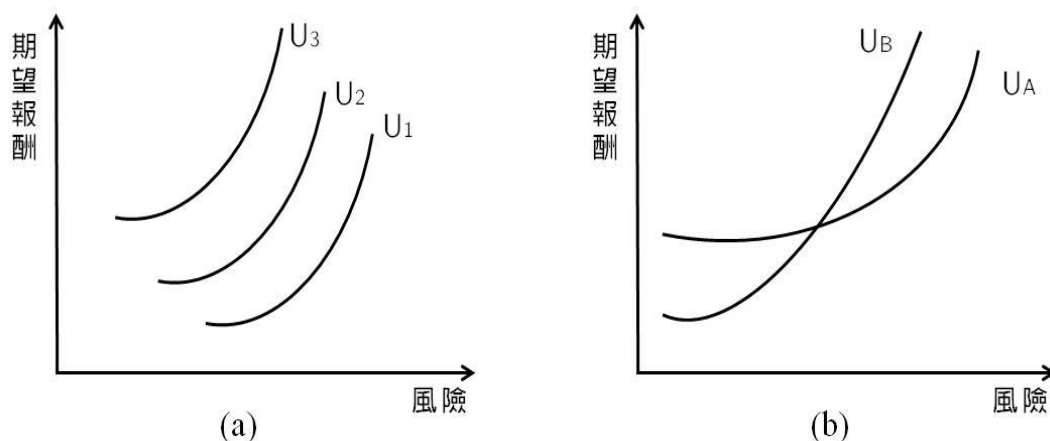


最適電源規劃投資決策必須同時考慮主觀和客觀條件，前者反應在決策者對各種風險性資產的主觀偏好或無異曲線上，後者表現在客觀描述各種風險性資產組合的效率前沿上，投資者的效用曲線是由風險與報酬所決定，但其形態則隨投資者對風險的態度而異，多數的投資者對風險持保守態度，亦即風險趨避的投資者其效用曲線為上凹的無異曲線，因此在資產組合的報酬與變異數的展開圖上，越往上移的無異曲線的效用水準越高，將投資者的主觀效用曲線與客觀的資產組合效率前沿相結合，亦即無異曲線與效率前沿的相切點即可決定出最適資產組合，以數理規劃模型的架構來展現可以下面的最適化求解模型代表之：

$$\begin{aligned}
 \max_{\{w\}} \quad & U = E[\tilde{r}_p] - A\sigma_p^2 \\
 \text{s.t.} \quad & E[\tilde{r}_p] = \sum_{i=1}^n w_i E[\tilde{r}_i] \\
 & \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \\
 & \sum_{i=1}^n w_i = 1 \\
 & w_i \geq 0 \quad (\text{其中 } i=1,2,\dots,n)
 \end{aligned}$$

由預期效用函數理論可知愈往左上方的無異曲線(亦即效用曲線)表示有較高的效用，因為它在既定的報酬下具有較低的風險，以及在既定的風險下具有較高的報酬，故代表效用的無異曲線愈往左上角位移，代表個人會因為期望報酬增加或是風險降低，而提高其效用水準。此外，風險規避程度較大者的無異曲線較陡且曲度較大，意即同樣承擔一單位的風險，投資人會要求更多的風險溢酬；風險規避程度較小者，他的無異曲線較平坦，代表同樣承擔一單位的風

險，投資人要求較少的風險溢酬，如圖 2.5 所示，UB 的風險規避程度較 UA 高。



資料來源：本研究整理自製。

圖 2.5：期望報酬－標準差平面上之無異曲線

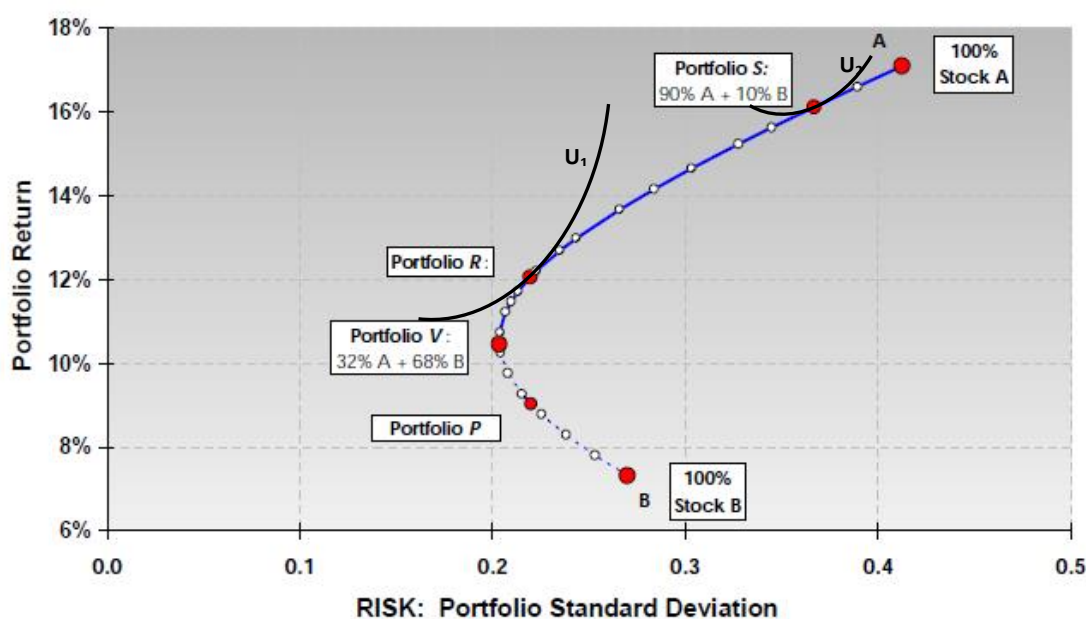
因此將代表風險態度的效用無異曲線引入效率能源配比的分析中，經由無異曲線與效率前沿的切點(亦即滿足主客觀條件下之能源風險管理決策)，可以找出能滿足最大效用的效率能源組合(請參見 Marín-Quemada et al. (2012))，而該組合可以稱之為「最適」效率組合。本研究將採用財務經濟學領域中廣泛使用的一種效用函數，請參見 Bodie, Z., et al. (2011)。因為此效用函數符合一般化效用函數的二階泰勒展開式之近似，其數學式如下：

$$U = E[\tilde{r}] - A\sigma^2$$

式中  $U$ 、 $E[\tilde{r}]$  及  $\sigma^2$  分別代表決策者由資產組合所獲得之效用、期望報酬率及承擔的風險， $A$  則表示其風險趨避程度，由該效用函數可知，決策者的效用會因期望報酬的增加而提高，風險的增加而降低，至於效用會因此兩者變動而改變的相對程度，則是由風險趨避

程度( $A$ )來決定。對於風險中立者， $A = 0$  表示決策者之效用完全不受風險的影響，端視預期報酬率的高低而定，意即代表不將風險納入考慮的決策者如傳統的電源規劃模型決策者；對於風險愛好者， $A < 0$  表示風險的增加將提高其效用；對於風險趨避者， $A > 0$  表示風險的增加將降低其效用，所以決策者的效用是由平均報酬、風險與主觀的風險態度  $A$  所共同決定。又風險趨避程度愈大的投資人， $A$  愈大，反之則愈小。若為無風險的投資組合，則因總風險  $\sigma^2$  為零，故投資人的效用即為該投資組合的預期報酬率，而沒有任何風險溢酬。

最適電源配比組合的推導將如圖 2.6 所示，風險較趨避的決策者其效用  $U_1$  曲線與效率前沿的切點  $R$  具有較低的報酬與較低的風險組合，而風險較不趨避的投資者其效用  $U_2$  曲線與效率前沿的切點  $S$  則具有較高的報酬與較高的風險組合。故藉由此研究即可找出圖 2.6 中我國所規劃之能源配比情境下的組合，將之與效率前沿上的各種風險態度下的最適配比組合(如  $R$  和  $S$ )進行比較分析。



資料來源：本研究整理自製。

圖 2.6：最適資產組合示意圖

## 參、UNFCCC 之碳排放與碳價制度

### 一、碳交易制度之發展

聯合國氣候變化綱要公約揭示各國應承擔「共同但有差異」減量責任的精神與原則，並以「最低成本」及「成本有效」方式進行減量與調適工作，促進環境與經濟的永續發展。2014 年 9 月 23 日在紐約召開之「氣候高峰會」前夕，全球超過 70 個國家、世界銀行、國際貨幣基金組織、眾多跨國企業負責人及投資者，共同宣示支持將「碳定價」(Putting a Price on Carbon)作為推展氣候行動的方法，並呼籲各國著手建立其境內的碳交易市場，避免消極地等待國際一體的碳交易市場成形，依據世界銀行 2015 年發布碳定價現況與趨勢報告，目前已有 39 個國家及 23 個地方政府實施碳定價機制；2015 年底氣候公約會議所通過的巴黎協議中，亦包括建立新的機制及國

際減量轉讓合作的內涵。

全球碳市場規模發展現況，仍以歐盟排放交易機制(European Union Emission Trading Scheme, EU ETS)的發展最為熱絡，自 2005 年啟動至今已進入第三階段(2013 年至 2020 年)，而紐西蘭、瑞士及哈薩克等國也相繼啟動國內的碳市場。國際間亦有許多區域性的碳市場正在發展，例如：美國東北區域性溫室氣體倡議(Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)、美國加州排放交易機制(Californian cap-and-trade program)、加拿大魁北克省碳市場、日本東京都排放交易制度(Tokyo Cap-and-Trade Program, Tokyo ETS)及中國大陸七個排放交易試點等，其中美國加州排放交易機制與加拿大魁北克省碳市場於 2014 年開始相互連結；而日本現階段積極推動「聯合抵換額度機制」(Joint Crediting Mechanism, JCM)，希望透過幫助低度開發國家降低二氧化碳排放量，進一步取得境外減量額度，協助日本達成其國家減量目標；南韓於 2015 年啟動「南韓碳排放交易制度」(Korean Emissions Trading Scheme, KETS)；中國則是自 2013 年陸續啟動深圳市、上海市、北京市、廣東省、天津市、重慶市、湖北省等七個排放交易試點，預計在 2017 年推出國家級的排放交易機制。<sup>1</sup>

### (一)溫室氣體減量機制

京都議定書於 1997 年 12 月 11 日正式生效，該公約要求工業化國家在穩定的基礎上基於公約的原則，限制溫室氣體排放量。然至 2016 年 6 月時雖已有 197 公約締約個方，僅有 17 個締約方得到其政府的批准，而這些僅占全球溫室氣體排放量的 0.04% (如圖 3.1)。但至 2016 年 10 月 5 日，已有 103 個締約方得到其政府的批准，達到

<sup>1</sup> 參



#### 103 Parties have ratified of 197 Parties to the Convention

On 5 October 2016, the threshold for entry into force of the Paris Agreement was achieved. The Paris Agreement entered into force on 4 November 2016. The first session of the Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Paris Agreement (CMA1) will take place in Marrakech in conjunction with COP 22 and CMP 12. More information available soon.

巴黎協定生效(Paris Agreement)的最低限度。巴黎協定亦將於 2016 年 11 月 4 日生效。第一屆巴黎協定締約方會議(Meeting of the Parties to the Paris Agreement, CMA1)將於 2016 年 11 月在摩洛哥的馬拉喀什與締約方第二十二屆會議和議定書締約方會議(COP 22 and CMP 12)一起舉行。

資料來源：[http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9485.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php)，2016/11/10。

圖 3.1：2016 年締約國與批准國數量

為達到 UNFCCC 全球溫室氣體減量的最終目的，京都議定書對《聯合國氣候變化框架公約》附件一所包含的國家規定了具有法律約束力的排放減量目標，同時在第 6 條、12 條和 17 條分別架構了三種溫室氣體減量機制，分別為：

#### 1. 清潔發展機制 (Clean Development Mechanism, CDM)

依照《京都議定書》的設定，CDM 引導先進國家和開發中國家合作開展減排專案，實現的減排量經認證後獲得認證減排量 (Certified Emission Reduction, CER)，可用於抵減先進國家合作方的排放。

#### 2. 聯合履行 (Joint Implementation, JI)

JI 所使用的單位為「排放減量單位」(Verified emission reductions, VER)，規範先進國家之間基於減少排放專案的合作，以及減量排放之成果的認定、轉讓與使用。

#### 3. 排放交易 (Emissions Trade, ET)

以 EU-ETS 為代表的碳排放配額交易市場以「排放配額」(EU allowance, EUA) 作為交易標的，由政府主管部門設定配額總量並經由一定的方法對企業進行分配，企業根據本身實際的排放情況，選擇減量排放或在市場上購入配額，以達成企業本身的減量責任。除

了直接交易 EUA，CER 和 VER 也可以等同於 EUA 在 EU-ETS 市場上進行交易。

## (二)碳交易之類型

目前之碳交易主要分為兩種型態：

### 1.配額型交易（Allowance-based transactions）：

指總量管制下所產生的管制與交易方式，如歐盟排放交易機制 (EU Emissions Trading System, EUETS) 的歐盟排放配額 (European Union Allowances, EUAs) 及美國東北部區域溫室氣體倡議 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI) 的 CO<sub>2</sub> 排放配額；

### 2.專案型交易（Project-based transactions）：

專案別 (project-based) 市場，以個別專案之減量額度計算，如京都議定書的清潔發展機制 (Clean Development Mechanism, CDM) 下的「排放減量權證」 (Certified Emissions Reductions, CERs) 及自願市場之自願性減量額度 (Voluntary Emissions Reductions, VERs)，其額度可供配額市場參與者抵銷其減量承諾，主要是透過國與國合作的排減計畫產生的減排量交易，通常以期貨方式預先買賣。

目前國際碳排放交易市場以歐盟排放交易制度為主，CDM 市場次之。國際碳市場價格最新資訊，EUAs 現貨平均價格為 4.94 歐元，CERs 為 0.42 歐元。最近各交易市場的下格如下表。

表 3.1：最近碳交易價格

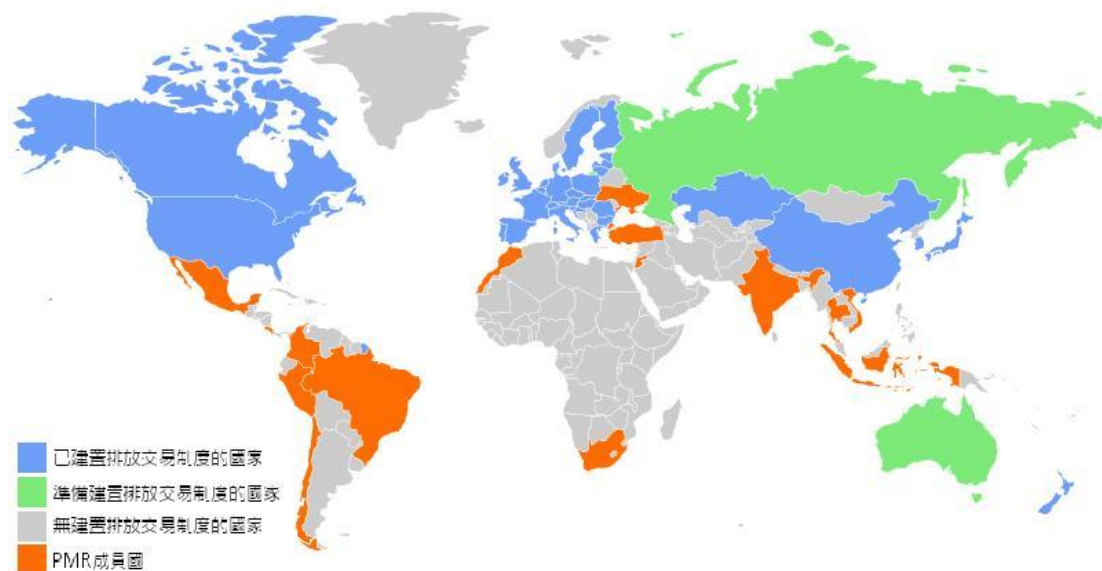
市場	種類	幣別	價格/噸	更新時間
北美 CA_CCA	期貨	USD	12.89	2016-08-25
聯合國_CERs	期貨	EUR	0.4	2016-08-26
中國深圳_SZA	現貨	RMB	27.75	2016-07-21
中國上海_SHEA	現貨	RMB	9.8	2016-07-01
中國北京_BEAs	現貨	RMB	53.93	2016-07-21
中國廣東_GDEA	現貨	RMB	11.5	2016-07-21
中國天津_TJEA	現貨	RMB	7	2016-07-01

中國湖北_HBEA	現貨	RMB	10.48	2016-07-21
中國重慶_CQEA	現貨	RMB	10	2016-06-23
VCS	現貨	EUR	1.47	2016-05-06
Gold Standard	現貨	EUR	2.72	2016-05-06
歐盟 EUETS_EUA	期貨	EUR	4.7	2016-08-26
美國東北_RGA	期貨	USD	4.9	2016-08-25

資料來源：<http://www.ghginfo.org.tw/cbprice1.php>，2016/10/22。

上表中美國東北\_RGA和北美 CA\_CCA的價格單位是USD/短噸CO<sub>2</sub>當量，是以短噸(short ton)為單位(短噸：在美國較為常用，又稱「美噸」；1短噸=907.2公斤)，其他碳額度是以噸(tonne)為單位。美國東北\_RGA為美國東北區域性溫室氣體倡議(Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)下的交易單位(Regional Greenhouse Allowance)。北美 CA\_CCA為美國加州排放交易機制(California Cap-and-Trade Program)的交易單位(California Carbon Allowance)。聯合國\_CER為清潔發展機制(Clean Development Mechanism, CDM)下的已驗證減量額度(Certified Emissions Reductions)。歐盟 EUETS\_EUA為歐盟交易平臺的交易單位(European Union Allowance)。中國七個碳排放權交易試點交易單位均為人民幣每噸CO<sub>2</sub>當量。

目前全球碳市場除了EU-ETS外，英國和挪威建立了相對獨立的ETS並且與EU-ETS聯通；美國(加州氣候交易所，CCX)、澳洲(新南威爾士)以及部分網要公約附件一之其他國家也建立了自願





性的碳交易市場，這些交易所大多以 VER 和 EUA 作為交易標的，因此與 EU-ETS 市場有較強的關聯。

資料來源：[http://www.ghginfo.org.tw/carbon\\_map.php](http://www.ghginfo.org.tw/carbon_map.php)，2016/06/13。

圖 3.2：目前全球碳交易實施國家

## 二、全球主要碳交易市場

目前有建置碳交易市場的國家有歐盟、加拿大、美國、瑞士、哈薩克、中國、南韓、日本與紐西蘭，準備建置的國家有澳洲與俄羅斯(如圖 3.2)。以下概要說明這些國家的建置狀況。

### 1. 歐盟

EU-ETS 發展至今經歷了三個階段，其覆蓋範圍、配額分配方式、交易規則等相關制度也發生了較大的變化：

第一階段：2005 年 1 月 1 日～2007 年 12 月 31 日，主要為《京都議定書》積累經驗、奠定基礎。該階段所限制的溫室氣體減排許可交易僅涉及 CO<sub>2</sub>，行業覆蓋能源、石化、鋼鐵、水泥、玻璃、陶瓷、造紙，以及部分其他具有高耗能生產設備的行業，並設置了被納入體系的企業的門檻。第一階段覆蓋的行業占歐盟總排放的 50%。EU-ETS 成立元年，實現了 3.6 億噸 CO<sub>2</sub> 當量的 EUA 現貨交易，金額超過 72 億歐元，期貨、期權交易規模更為可觀。

第二階段：2008 年 1 月 1 日～2012 年 12 月 31 日，排放限制擴大到其他溫室氣體（二氧化硫，氟氯烴等）和其他產業（交通），時間跨度與《京都議定書》首次承諾時間保持一致。至 2012 年第二階段截止時，歐盟排放總量相較 1990 年減少 19%，而經濟總量增幅達 45%，單位 GDP 能耗降低近 50%。

第三階段：2013 年 1 月 1 日～2020 年 12 月 31 日，減排目標設

定為總量減排 21%（2020 年相比 2005 年），年均減排 1.74%，所覆蓋的產業也進一步擴大。其中最引人注目的是航空業被正式納入 EU-ETS 的覆蓋範圍（設立獨立的交易標的 EUAA）。

EU-ETS 的三個階段中，交易覆蓋的國家、行業與企業範圍逐漸擴大，配額分配過程中拍賣的比例逐漸提高，免費配額的分配方式也從「歷史排放法」過渡到「基線法」，體現出 EU-ETS 管理體制的不斷成熟。

2005 年 1 月成立歐盟排放交易體系，是歐盟地區主要的溫室氣體減量體系。目前至第三階段的管制時程，各個國家（除了德國、英國和波蘭）開始由統一的平台：歐洲能源交易所(European Energy Exchange, EEX) 進行拍賣。

自 2009 年以來，EU ETS 受到金融海嘯影響，碳排放量低於 EUAs 需求，並降低 EUAs 價格。因此 2014 年初，歐盟加速折量拍賣之短期救市方案(Backloading，以下簡稱救市方案)的立法程序，並於 2014 年 3 月 12 日正式實施救市方案。由於受到救市方案通過之影響，自 2014 年 4 月以來，EUAs 價格持續上漲。受到救市方案 2016 年底即將終止、以及歐盟近期大幅度清潔能源轉型等因素，EUAs 價格從 2015 年 12 月底至 2016 年 3 月整體而言呈現先大幅下降的趨勢，期貨至 3 月底碳價下滑約 39%~40%。而 EUAs 12 月底至 6 月的價格波動如圖 3.3 所示。



資料來源：<http://www.ghginfo.org.tw/>，2016/6/13。

圖 3.3：近半年 EU ETS 碳交易期貨價格走勢

## 2. 加拿大

加拿大雖然在 2011 年 11 月 13 日宣布退出京都議定書的國家，但仍致力於溫室氣體減量行動，採取藉由管制該國運輸、電力、再生燃料與其它部門的溫室氣體排放等行動，並在碳捕集與封存和農業上的進行投資。加拿大的卑詩省(British Columbia)、曼尼托巴省(Manitoba)、安大略省(Ontario)、以及魁北克省(Quebec)也早在 2007 年就加入由美國西部省份簽署之西部氣候倡議(Western Climate Initiative, WCI)。

目前加拿大的碳交易市場有：

- 魁北克省：於 2011 年 12 月 16 日依據西部氣候倡議(Western Climate Initiative, WCI)協定之規定通過「總量管制與排放交易機制法案」(Cap-and-Trade Regulation)；自 2013 年 1 月 1 日起開始分三階段正式執行排放交易機制，並陸續舉辦配額核發與拍賣活動；2014 年 1 月 1 日開始與美國加州進行碳市場連結；計畫減量目標為至 2020 年的溫室氣體排放量相較 1990 年減少

20%。

- 亞伯達省自 2003 年即開始要求每年排放超過 50,000 噸二氧化碳當量的工業設施(industrial facilities)需提交溫室氣體年度排放報告。要求設施(Facilities)若年排放超過 100,000 噸二氧化碳當量即須自 2007 年 7 月 1 日開始每年減少 12% 碳排放強度(Emission Intensity)。
- 卑詩省、曼尼托巴省及安大略省尚在規畫階段。

### 3. 美國

美國聯邦溫室氣體相關法案目前雖然沒有大幅進展，但美國各地區已陸續推出相關措施以抑制溫室氣體的劇增，目前地區性的碳市場有東北區域性溫室氣體倡議(Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)、西部氣候倡議(Western Climate Initiative, WCI)及加州排放交易機制(Californian cap-and-trade program)。

#### (1) 東北區域性溫室氣體倡議

東北區域性溫室氣體倡議(Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)是 2003 年美國東北十州簽訂的區域性溫室氣體倡議，包含康乃狄克州、德拉瓦州、緬因州、馬里蘭州、麻薩諸塞州、新罕布夏州、佛蒙特州、紐約州、羅德島州、紐澤西州，2011 年時因紐澤西自覺不需透過 RGGI 機制即能達到減量目的而退出此機制。

東北區域性溫室氣體倡議因市場因經濟衰退的影響，導致其交易相當低迷，為解決市場低迷問題，在 2012 年針對市場進行重新審視，並在 2013 年 2 月 7 日提出一份改善機制的提議。

#### (2) 加州

2006 年通過全球暖化因應法案(AB32)，2011 年 10 月 20 日加州

官方公佈溫室氣體排放交易機制規範(Final Regulation California Cap on Greenhouse Gas Emissions and Market-Based Compliance Mechanisms)，此規範在 2012 年 1 月正式生效。自 2013 年加州排放交易機制(Californian cap-and-trade program)自正式運作。

#### 4. 中國

自 2013 年 6 月開始陸續推動深圳市、上海市、北京市、廣東省、天津市、重慶市、湖北省等 7 個排放交易試點，已將國營企業與電力業納入為目標進行分析，正設計並準備國家層級的排放交易體制。目前中國的碳交易所共有七個，包括：北京環境交易所、上海環境能源交易所、廣州碳排放權交易所、深圳排放權交易所、天津排放權交易所、湖北碳排放權交易中心與重慶碳排放權交易中心。

#### 5. 日本

日本環境省於 2005 年開始規劃國內自願性排放交易體系—日本自願性排放交易體系(Japan's Voluntary Emissions Trading Scheme, JVETS)，在國內市場試行排放權交易。

日本排放交易制度發展至今，已有環境省推動的自願性排放交易機制(Japan's Voluntary Emission Trading Scheme, JVETS)及抵換額度制度(J-VER)，經濟產業省所推動的國內 CDM 制度(Internal Credit System)、東京市政府推動的東京都排放交易制度(Tokyo Cap-and-Trade Program, Tokyo ETS)，以及環境省與經濟產業省自 2013 年開始建置之新市場機制-聯合抵換額度機制(Joint Crediting Mechanism, JCM)，其中以自願性排放交易機制(Japan's Voluntary Emission Trading Scheme, JVETS)發展歷史最為悠久，區域性的強制性排放交易制度則為東京都排放交易機制(Tokyo Cap-and-Trade

Program ,Tokyo ETS)。

## 6. 紐西蘭

於 2002 年通過「氣候變化因應法 2002」(Climate Change Response Act 2002)，並在 2008 年「氣候變化因應法(碳排放交易)修正案 2008」與 2009 年再次修訂後，建立紐西蘭碳排放交易機制(New Zealand Emissions Trading Scheme, NZ ETS)。

## 三、COP21 巴黎協議概要及啟示

聯合國氣候變化綱要公約 (United Nation Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) 第 21 屆締約國會議 (The 21th Conference of Parties, COP21) 暨京都議定書 (Kyoto Protocol, KP) 第 11 屆締約國會議 (The 11th Conference of Parties, CMP11) 於 2015 年 11 月底至 12 月中旬於法國巴黎舉行。本次氣候會議提出獲得全體締約國共識的《巴黎協議》(Paris Agreement)，確立 2020 年之後，規範全球溫室氣體排放與因應氣候變遷的重要國際協議。除了《巴黎協議》之外，本次會議亦有部分重要議題，包括國際能源總署 (International Energy Agency, IEA) 提出一份「能源與氣候變遷」(Energy and Climate Change, 2015) 報告，指出能源因應氣候的 4 大訴求；日本再度展現推動「共同減量機制」(Joint Crediting Mechanism, JCM) 的最新成果，及我國「氣候變遷績效指數」(Climate Change Performance Index, CCPI) 年度排名等，均值得觀察。

IEA 在本次大會提出的 2040 年能源展望及能源部門因應氣候變遷應扮演之角色，提出相關研究報告與訴求，重點如下：

### 1. 再生能源將成為最主要的電力供給型態

在全球政策持續支持下，再生能源將快速發展，預估約至

2030 年將成為最主要的電力供給型態，至 2040 年再生能源發電將占全球 50% 新增加量。

## 2. 大幅增加低碳能源投資

全球提交至 COP21 的國家自定貢獻 (NDC)，約可控制溫升 2.7°C。至 2030 年，為達到減量承諾，約需增加 13.5 兆美元於低碳技術與能源效率投資。

## 3. 電力部門將低碳化且需求與排放脫鉤

低碳發電技術占比將大幅提高，至 2030 年將增加至 45%。雖然電力需求將成長 40%，然而，溫室氣體排放量將維持平緩。

巴黎協議達成的內容大致分為減量、調適、能力建置、氣候資金與技術移轉、法令遵從、損失與損害、監測報告與驗證、國家自主減量貢獻 (INDC)、減少毀林與森林退化、目標、共同但有區別的責任、定期審查及回顧機制等多面向共 29 條條文，以阿、中、英、法、俄、西六國語文併陳。其性質要點與重要政策意涵摘要如下。

(一) 限制地球暖化增溫低於攝氏 2 度，並努力朝向攝氏 1.5 度的長期目標邁進，各國須大幅減少燃燒化石燃料的氣體排放和對化石燃料的補貼，同時本世紀下半段應達成碳中和的排放平衡。

(二) 巴黎協議被譽為第一個真正的全球氣候協議，約 200 多個國家不分富國和窮國，都承諾降低溫室氣體排放，與過去的「京都議定書」相比，不但範圍擴大包括了世界主要排放的已開發國家，一些較有能力、排碳量較大的開發中國家，亦須負擔較多的減量義務，國際間「碳洩漏」的問題可望得到解決。

(三) 設立濟弱扶傾的富國協助窮國模式，已開發國家應協助

發展中國家減緩和調適兩方面提供資金，2020年起將成立氣候基金每年至少1000億美元。特別是要考慮認識到那些對氣候變遷不利影響特別脆弱的發展中國家和最不發達國家，其在籌資與技術轉讓行動方面的具體需要和特殊情況。

（四）重視資訊透明與整合評估，未來各國承諾的氣候減排貢獻是由各國的「國家自主決定貢獻」（INDCs）決定，但必須確保資訊透明公開與資訊揭露，且要維持其精確完整性與可比較與一致性，並由締約方會議上來審議，秘書處會設立一個「公共登記冊」整合各國的資訊，也會設立一個整合評估機制，以評估各國是否能夠達成最終減量目標或避免重複計算。

（五）設置「損失與損害」機制，解決遭氣候衝擊破壞國家所蒙受的經濟損失，締約國應以「華沙國際機制」作為在氣候變遷所涉及損失和損害方面的處理指導原則，並在合作和提供設施的基礎上，加強協助與提供發展中國家技術、財務與能力建構的支持。

隨著COP21氣候峰會的落幕，溫室氣體減排與強化對抗氣候變遷衝擊的能力構建已成為全球的共識，未來能源議題必將成為氣候政策的核心，否則其他方面所做的調適因應努力都將有失敗的風險。國際能源總署（IEA）執行長在巴黎氣候峰會結束時表示：2014年全球經濟成長能與溫室氣體排放開始呈現脫鉤的現象令人欣慰，但在目前化石能源市場維持在低檔且呈現穩定下跌的趨勢下，若因此放鬆對能源效率和再生能源的支持，將會是一歷史性的戰略錯誤，COP21已為全球投資人提供了清楚的訊號，未來的投資機會是在低碳的能源系統，而各國決策者必須重新檢定能源政策以找出更多具體有效的辦法來節能減碳，特別是要通過對新能源技術的使用和支



持。為了呼應國際能源總署的期盼和 COP21 的「巴黎協議」以及善盡減排與保護地球的責任，我國未來的能源政策是應朝向建構低碳、安全與符合永續發展的能源經濟與社會環境的願景邁進，這是當前我國極為重要的能源議題。

維持能源供需的穩定是國家發展的基石，能源政策的良窳更影響到產業的競爭力與全國民眾的社會福祉。而隨著氣候變遷衝擊的加劇，全球越來越意識到節能減碳不僅是解決地球氣候變遷的關鍵，也是創造經濟發展與轉型的契機。尤其是在 COP21 大會之後，我國透過「國家自主決定貢獻」亦要承擔國際減量的義務，綜觀世界主要國家能源政策的制訂為配合 COP21 的氣候變遷減量呼籲，必須朝向減少化石能源的使用，轉而積極發展低碳的再生能源。而選擇低成本、低污染且能源自主性高的發電方式，同時又能降低溫室氣體的排放，已成為各國能源政策的主流。因此要能有效減少溫室氣體排放，並維持穩定充足與可負擔的能源供給，我國極需重新思考不同的革新與改革方案，透過各種能源政策輔導與規劃逐步推動落實改革，朝向建構低碳、安全與符合永續發展的能源經濟與社會環境的願景邁進，如何透過有效率又安全地增加綠能、無悔又具智慧地節能減碳、穩健又安全地減核與務實又大膽地推動電業自由化，來改革來達成穩定供電的安全目標，這是當前臺灣極為重要的跨黨派能源政策課題。

#### 四、碳排放減量之最新發展

##### (一)最新 INDC 總和影響效果

依據 UNFCCC 於 2016 年 5 月 2 日所公佈的《更新 INDC 總和影響效果》(Aggregate effect of the intended nationally determined contributions: an update)報告指出<sup>2</sup>，截至 2016 年 4 月 4 日，189 個締約國中，共有 161 份 INDC 檔提交到 UNFCCC，其中包括一個區域共同組織（歐盟，含 28 個會員國），因此提交率達 96%，所涵蓋的排放量達所有締約國排放量的 99%。並且，所有的締約方都提供了其對於減緩溫室氣體排放貢獻的資訊。另外，共有 137 個締約國（占 INDC 締約國的 83%），在其 INDC 檔中提出調適方式(adaptation component)的資訊。

報告中對於在本世紀末全球氣溫升幅控制在 2°C 以內的假設定情景中（機率大於 66%），分為不同情況來估計其排放量，第一個情況是自「目前」開始加強減緩排放行動，則此一情況的排放軌跡在 2010 年之後至 2015 年間有些微的增加（如圖 3.4），自 2015 年後的排放量逐漸減少，至 2030 年時全球中位數排放水準為 425 億噸二氧化碳當量（20~80%的範圍為 363~436 億噸 CO<sub>2</sub> eq.），大約是等同於 2000 年時的排放水準。

第二個情況是表示 2020 年加強全球減緩排放行動，此一情況在 2030 年時的排放量甚至低於前一種情況的排放量，在 2025 年的排放水準約等於 2000~2010 年的排放水準，中位數排放水準約為 454 億噸二氧化碳當量（20~80%的範圍為 430~489 億噸 CO<sub>2</sub> eq.），至

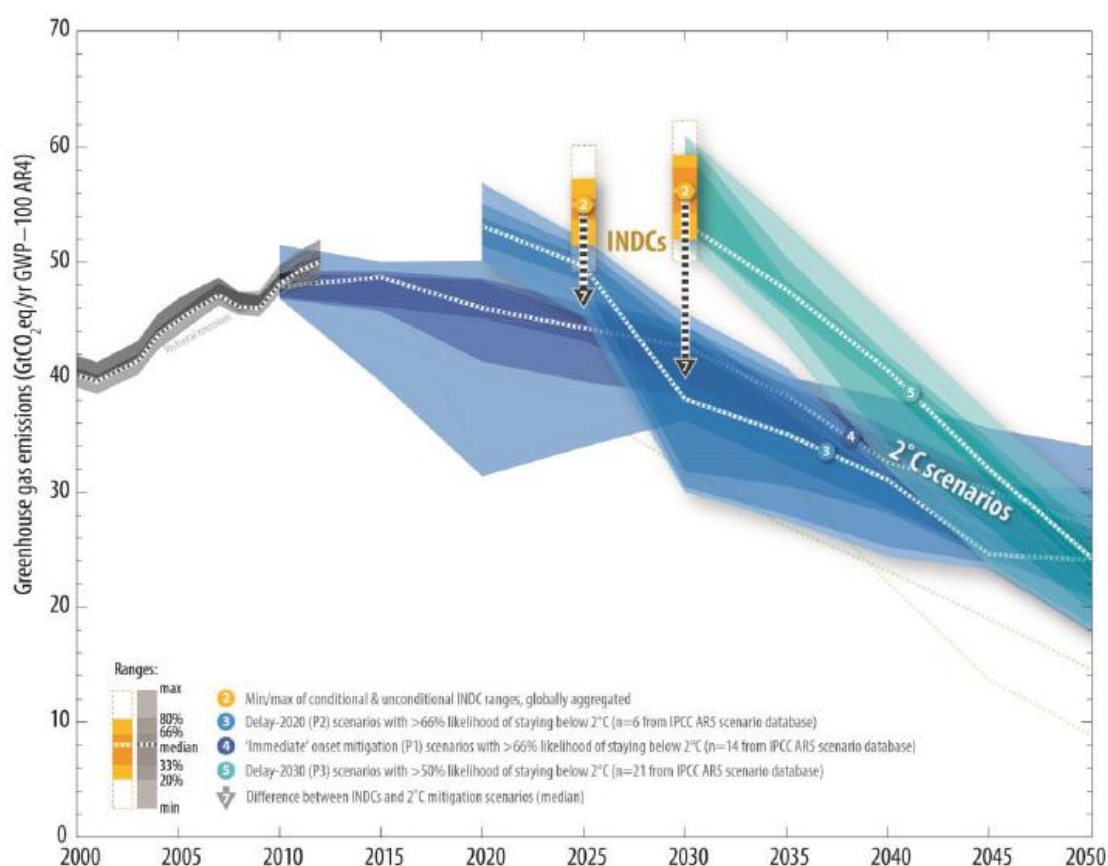
---

<sup>2</sup> <http://unfccc.int/resource/docs/2016/cop22/eng/02.pdf>

2030 的排放水準為 38.1Gt 二氧化碳當量（20~80%的範圍為 303~400 億噸 CO<sub>2</sub> eq.）類似於 1990 年的排放水準。

IPCC 第五次評估報告指出，如果要將全球溫度升幅控制在 2°C 以內，最後的累積 CO<sub>2</sub> 放量（即所謂的碳預算）大約為 1,000 億噸二氧化碳。這些最後的碳預算可以按照不同的方式來使用，但根據對目前趨勢的最新評估，全球淨碳排放量最終需要在 2060 年至 2075 年之間降為零才可達成。

相較於 2014 年以前的分析認為，全球將在 2010 年轉移到成本最低的減少排放路徑，然而，目前的趨勢顯示，此種假定將不會實現。因此，對於 CO<sub>2</sub> 排放差距評估的重點，已從 2020 年轉移到 2030 年，這顯示直到 2020 年，潛在的情境假設排放水準才能與 2010 年的「坎昆調適綱領(the Cancun Adaption Framework)」決議保持一致，而成本最低的強化減少排放路徑則假設從 2020 年開始。



資料來源：Aggregate effect of the intended nationally determined contributions: an update.

圖 3.4: 依據 2025 與 2030 年的 2°C 情境執行 INDC 後的估計全球 CO2 排放路徑

## (二)CO2 排放差距

根據《2015 年排放差距報告》(The Emissions Gap Report 2015)<sup>3</sup>，過去幾十年中，全球溫室氣體排放已逐步增加，從長期趨勢來看並無大幅變動。此外，在 21 世紀的前十年期間，排放增加的速度（每年 2.2%）比 20 世紀的後三十年增加速度（每年 1.3%）還要快。自全球經濟從危機中復甦以來（2010~2011 年增速為 3.5%），平均排放的成長在隨後兩年減緩至 1.8%。最新的全球排放估值來自 2014 年。2014 年，全球京都溫室氣體總排放約高達 527 億噸二氧化碳當

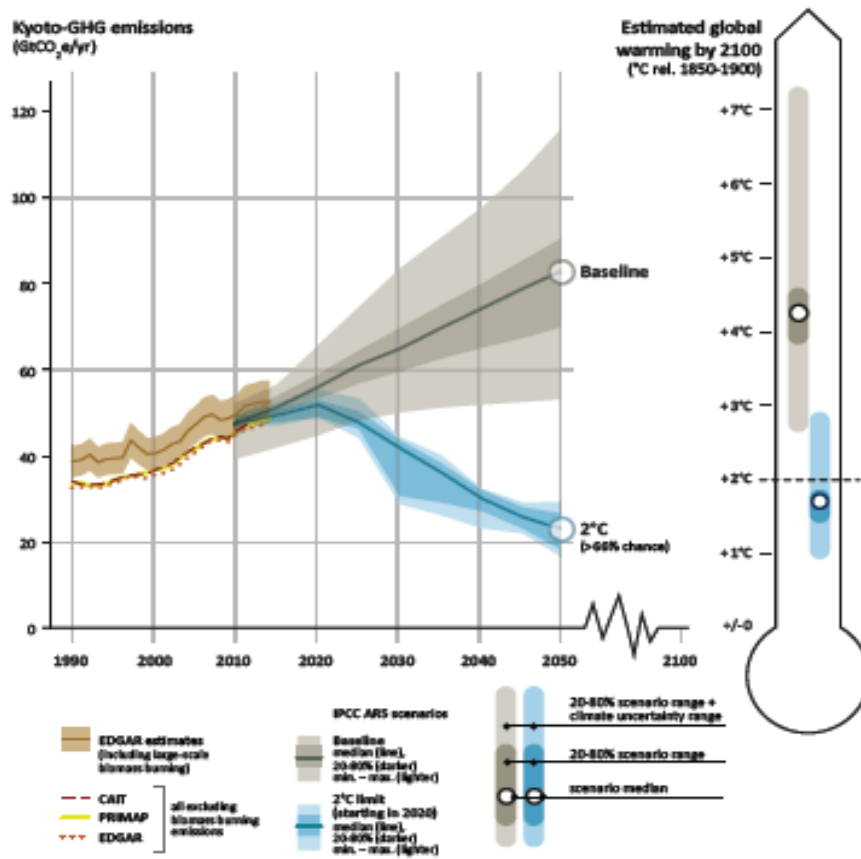
<sup>3</sup> [http://uneplive.org/media/docs/theme/13/EGR\\_2015\\_Technical\\_Report\\_final\\_version.pdf](http://uneplive.org/media/docs/theme/13/EGR_2015_Technical_Report_final_version.pdf)

量（範圍：479-575 億 4 噸，見圖 3.5）。為了達到在本世紀末把全球氣溫上升幅度控制在 2°C 的目標，全球在 2030 年的碳排放量需要減少至 420 億噸，亦即，必須在 2014 年的水準上降低 20.3%。

《2015 年排放差距報告》進一步指出，如果 INDC 減量方案能夠全面且無條件地實施，則至 2030 年將全球氣溫上升控制在 2°C 的目標所需排放量的差距為 140 億噸，至 2025 年的差距則為 70 億噸。報告指出，這意味著全面實施無條件的 INDC 減量排放方案，則在 2030 年產生的排放水準將使全球到 2100 年時的平均溫度上升幅度控制在約 3.5°C。這與 2°C 攝氏度的目標還有很大的差距。

上述 2014 年溫室氣體排放中，來自化石燃料和工業排放的全球二氧化碳排放量估值就達 355 億噸二氧化碳（範圍：325~385 億噸）。依此種趨勢來看，如果不採取進一步的氣候變化減緩行動，溫室氣體排放將在 21 世紀顯著增加。這些預測受到多種因素的影響。例如，經濟發展和人口增長一般會導致排放增加，而全球經濟中能源強度的改善和能源生產中碳強度的降低一般會導致排放減少。這些因素是 20 世紀最後三十年的特點。但是，在 21 世紀的前十年中，碳密集度(carbon intensity)再次升高，從而進一步引起全球排放量上升。

在缺少專門氣候政策的情況下，對溫室氣體排放量及其驅動因素的預測通常被稱為“基線”，據 IPCC 第五次評估報告 (AR5) 中，基線的定義是“不包括 2010 年後的氣候政策”。在這樣的基線定義，2050 年溫室氣體排放量預計將增加至約 700~900 億噸二氧化碳當量，且在大多數情況下，到本世紀末，全球溫度升幅將超過 4°C，如圖 3.5 所示。



資料來源：The Emissions Gap Report 2015

圖 3.5：溫室氣體（GHG）歷史排放以及至 2050 年的預測

## 肆、研究方法與過程

本研究對於發電燃料成本與風險之分析，主要使用 Markowitz (1952)的 MVA 方法，使用此方法的優點在於模型同時考慮了風險與成本因素，由於台灣的能源風險主要來自於燃料價格波動的風險，因此由此方法可以經由組合配比的調整來降低發電成本的變動風險。而在其他成本方面，由於固定成本(如設廠成本或裝置成本)為沈沒成本並非為風險的來源，因此在此所使用的模型，並不直接考慮期初投資的固定成本，即使如此，由於每年折舊攤提與資本成本(利息)仍合計於每單位的發電成本中作為分析的對象，故本模型的運用事實上也同時考慮了固定成本的影響。

### 一、各類發電技術之成本與風險結構

#### (一)各類發電之成本結構

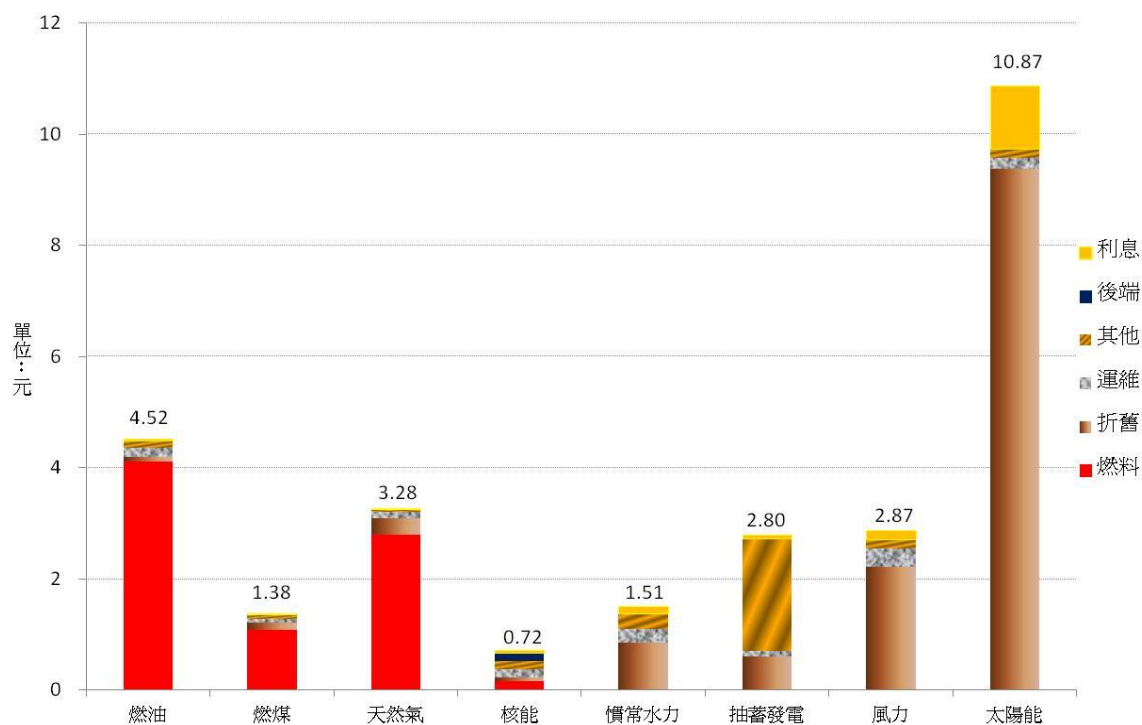
本研究蒐集台電公司 2003~2014 年的年發電成本資料，計算各類發電經 2011 年為基期的 CPI 指數調整後的平均發電成本及其組成結構(如圖 4.1、4.2)。<sup>4</sup>由圖中可發現，就火力發電而言，以燃油發電的燃料成本占比達 90%最高，其次，天然氣發電的燃料成本占約 85%，燃煤發電的燃料成本約占 78%。目前火力發電占台電總發電能量約 65%~70%，是我國電力能源的主要來源。

就再生能源(含水力)發電來看，目前占台電總發電量約 5.0%，其中主要是水力發電，風力發電約占台灣總發電量的 0.3%，太陽能發電占比則不到 0.01%。再生能源發電的主要成本在於折舊與運維費用，且依不同的發電類型而有相當大的差異。

---

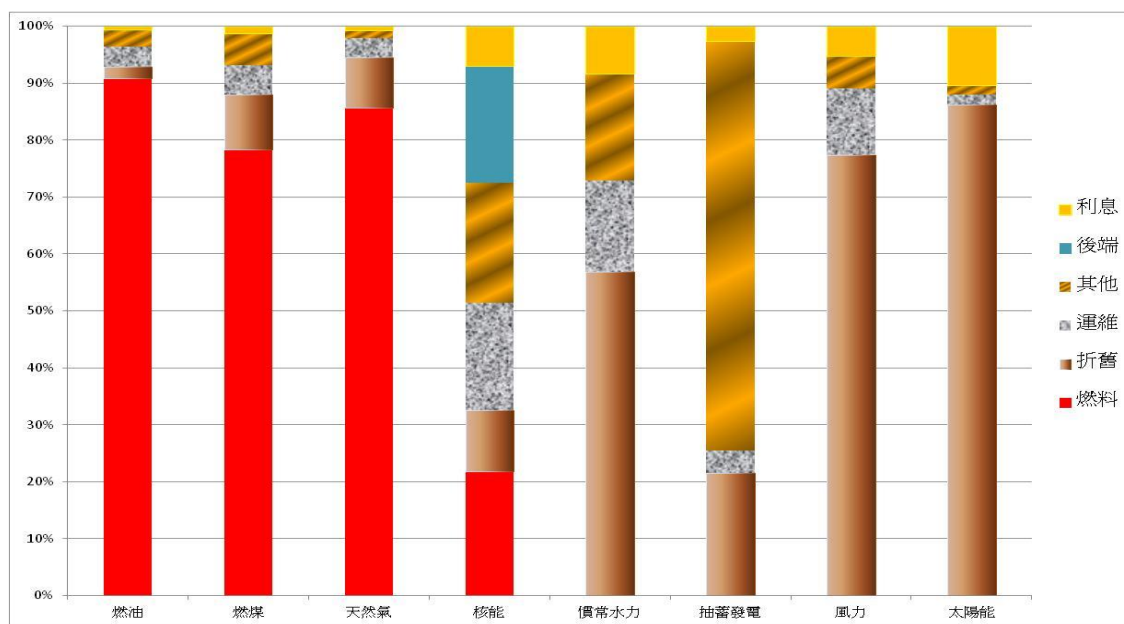
<sup>4</sup> 太陽光電資料為 2008~2014 年。以下分析均使用經 CPI 調整後之成本。

核能發電目前約占台電總發電量的 20% 左右，其成本結構大約平均分配於燃料、折舊、運維、利息與後端處理等成本上。



資料來源：本研究蒐集。

圖 4.1：台電各類發電之發電成本內涵



資料來源：本研究蒐集。

圖 4.2：台電各類發電常規化下之發電成本結構



## (二)各類發電之風險結構

本研究以各項發電技術之發電成本的波動情形來做為其風險的測度，因此計算各類發電之各項「成本的標準差」進行比較(如表 4.1 所示)。<sup>5</sup>由於台灣的化石能源主要來自進口，且歷年來燃油價格的波動幅度很大，因此它的燃料成本風險(標準差)也在所有發電技術中是最高的(1.46)，其次是天然氣(0.52)，在火力發電中，燃煤的燃料成本風險是相對最低的(0.08)。從表 4.1 中亦可知，火力發電的成本風險，主要來自於燃料成本的風險，至於其折舊、維護與利息成本的風險都很低。

再生能源(含水力)的風險主要來自於折舊與維護成本的波動，表 4.1 顯示太陽能的成本風險達 2.21，而它的折舊成本風險為 2.11，利息成本風險為 0.35，顯示對於太陽能發電而言，其每年折舊成本的變化很大，這表示每年太陽能設備的投資成本變動劇烈，每年持續變化的更新設備機組的成本亦連帶的使得利息成本大幅變動，因此造成風險變得較其他發電方式為高。

就水力發電來看，慣常水力發電成本風險(0.32)是所有發電技術中第二低的(僅次於核能發電)，而其主要的風險來自於折舊成本的變動。然而，抽蓄發電的風險達 0.65，其風險的主要來源為「其他營運費」，該成本近十年來的平均為每度 1.94 元，遠高於其他發電類別的平均每度 0.14 元，顯示抽蓄發電的成本風險來源較其他發電類別獨特。

核能發電的成本風險為 0.10，它的風險主要來自燃料成本的風

---

<sup>5</sup> 標準差是測量一組數值以平均值為中點而分散開來的程度。較大的標準差，代表大部分的數值與其平均值之間差異較大；較小的標準差，代表這些數值較接近平均值。在風險理論的應用上，標準差可以當作不確定性的一種測度。

險(0.08)，另外，核能發電還有其他發電所沒有的後端成本風險因素(0.07)，而它的利息成本風險(0.07)亦為其風險來源的重要因素。

在圖 4.3 中，則將各類型發電能源過去 12 年（2003-2014 年，其中太陽能為 2008-2014 年）之平均成本與風險做一比較。從圖中可以發現，在石化能源中，以燃油的成本與風險最高，而太陽能的成本與風險在過去十年都高於其他發電能源，然而，隨著技術的進步與未來大規模推廣，太陽能之成本與風險在未來可望大幅下降，甚至低於燃油之發電成本。

表 4.1：台電各類發電成本之風險

	單位:元/度						
	總成本	燃料	折舊	維護	利息	其他	後端
燃油	1.50	1.46	0.03	0.04	0.01	0.04	0.00
燃煤	0.28	0.31	0.04	0.01	0.00	0.03	0.00
天然氣	0.44	0.52	0.07	0.03	0.01	0.02	0.00
核能	0.10	0.08	0.01	0.01	0.07	0.01	0.07
慣常水力	0.32	0.00	0.17	0.05	0.02	0.10	0.00
抽蓄發電	0.65	0.00	0.10	0.02	0.02	0.71	0.00
風力	0.67	0.00	0.56	0.21	0.06	0.06	0.00
太陽能	2.21	0.00	2.11	0.21	0.35	0.16	0.00

資料來源：本研究計算。

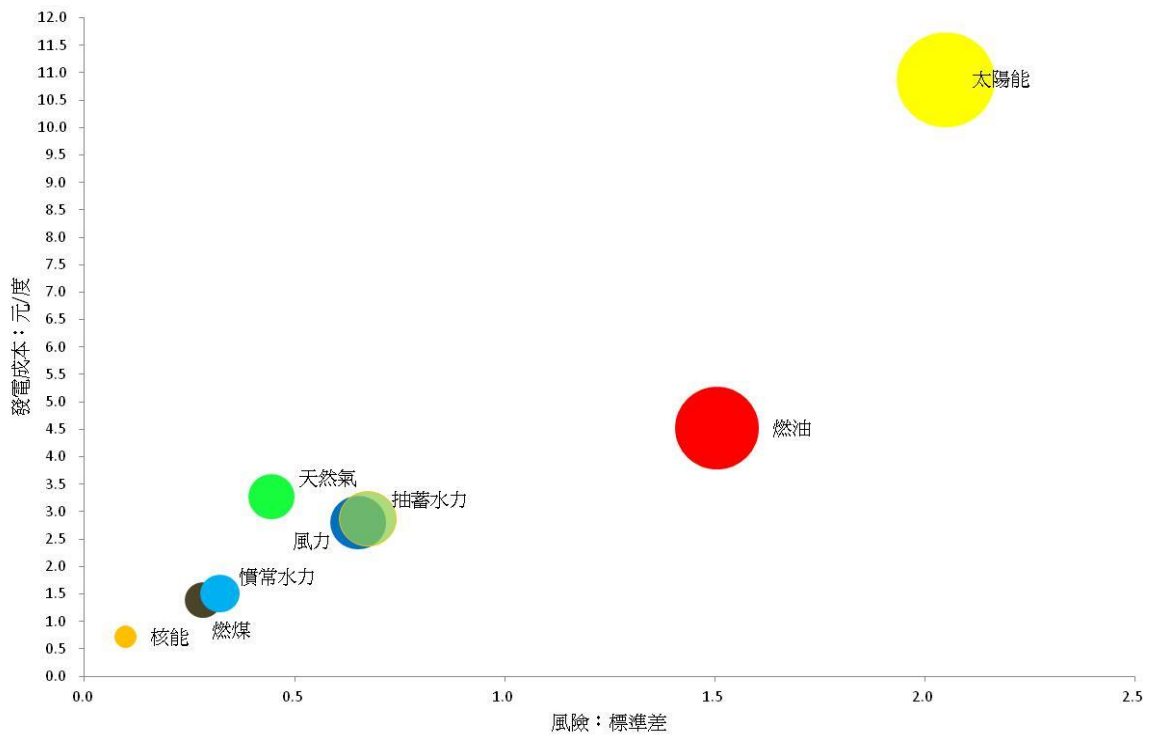


圖 4.3：2003~2014 年台電各類發電之平均成本與標準差

### (三)火力發電燃料成本之相關性

經由 2003~2014 年的燃料成本資料，可計算這段期間燃料成本的相關係數，表 4.2 顯示火力發電燃料成本的相關係數。表中可以看出三種化石燃料成本的相關係數都相當高，特別是燃油與天然氣的相關係數高達 0.92，這是由於台灣的化石燃料 95% 以上都是來自國外，且石油與天然氣價格本身就具有高度的連動關聯性，因此台電的燃油與天然氣燃料成本具高度相關也是必然的情況。另外，就核能與三種化石能源之燃料成本的相關係數來看，核能與燃油、燃氣的相關係數分別為 0.62 與 0.62，具正相關，但與燃煤的相關性則很低，其相關係數僅 0.05。

表 4.2：台電各類燃料成本的相關係數

	燃油	燃煤	天然氣	核能
燃油	1.00			
燃煤	0.75	1.00		
天然氣	0.92	0.62	1.00	
核能	0.62	0.05	0.62	1.00

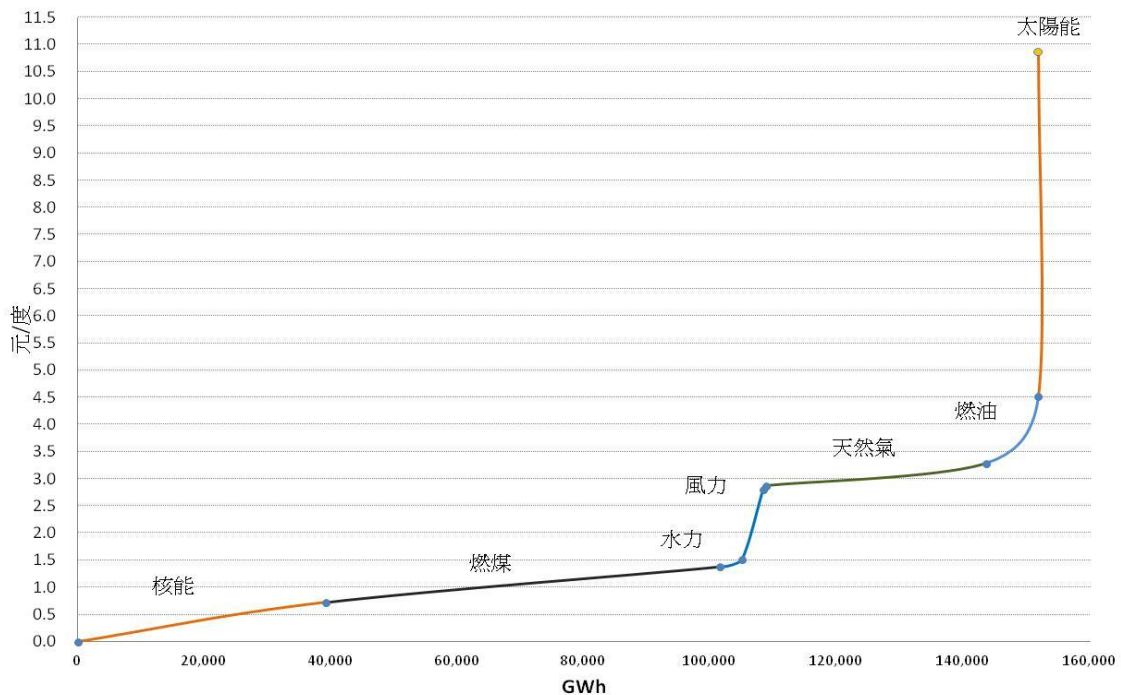
資料來源：本研究計算。

除了計算火力發電燃料成本間的相關係數外，我們也計算各類發電技術總成本間的相關係數於表 4.3。另外，各種不同發電技術之各項成本間的相關係數，則計算於附表 6-1 至 6-28。從表 4.3 中可以發現慣常水力、太陽能發電與其他發電多數具有負的相關性；其他各種發電的成本間都是具有正的相關性。例如，慣常水力發電成本僅與太陽能發電具有正相關，與其他類型之發電成本均具有負向關係，特別是慣常水力與燃油、燃煤、天然氣、風力都具有較高的負相關（-0.74、-0.58、-0.82、-0.68），其與他類發電成本之負相關性較低；此外，太陽光電之發電成本僅與燃煤、慣常水力具低度正相關（0.07、0.04），而與其他發電類型則具負向關係，其中最高是與燃油度負向關係為-0.78，從上述的結果顯示慣常水力、太陽能發電與其他發電似乎具有替代的關係。

表 4.3：台電各類發電成本之相關係數

	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能
燃油	1.00	0.65	0.91	0.40	-0.74	0.59	0.82	-0.78
燃煤	0.65	1.00	0.56	-0.31	-0.58	0.10	0.64	0.07
天然氣	0.91	0.56	1.00	0.37	-0.82	0.47	0.77	-0.12
核能	0.40	-0.31	0.37	1.00	-0.05	0.68	0.18	-0.07
慣常水力	-0.74	-0.58	-0.82	-0.05	1.00	-0.12	-0.68	0.04
抽蓄發電	0.59	0.10	0.47	0.68	-0.12	1.00	0.49	-0.44
風力	0.82	0.64	0.77	0.18	-0.68	0.49	1.00	-0.13
太陽能	-0.78	0.07	-0.12	-0.07	0.04	-0.44	-0.13	1.00

資料來源：本研究計算。



資料來源：本研究計算。

圖 4.4：電力供給成本排序曲線

#### (四)無條件限制下電力供給成本排序曲線

我們以 2003—2014 年的資料計算各種發電類別的平均成本與平均發電量可繪得如圖 4.4 之電力供給成本排序曲線。電力供給成本排序曲線圖的意義在於若不考慮其他條件而僅考慮發電成本來決定能源配比，則可以依據不同的電力需求量來決定發電技術。例如當電力需求在 100,000GWh 以下時，僅需使用成本較低的核能與燃煤發電即可供應所需電力，當電力需求達 150,000GWh 時，則依序使用核能、燃煤、水力、風力、天然氣、燃油。當然這是理想，在實際電力系統運行時，其他條件諸如政策限制、環保限制、物理限制和合約限制等外部因素都會干擾這些排序。

## 二、碳稅成本之計算

由於我國目前尚未實施碳稅，亦無碳交易市場，故我們以下述兩步驟計算每度發電之碳排放成本(亦即外部性之碳稅成本)，以做為接下來分析課徵碳稅對能源配比影響的依據。

### (1)計算各種火力發電的 CO<sub>2</sub> 排放量

依據能源局公佈的「台電火力發電燃料耗用量」統計之台電各年度火力發電使用煤炭(煙煤、亞煙煤)、燃油(柴油、燃料油)及液化天然氣之耗用量(見表 4.4)，再參考能源局公佈之「我國常用排放係數」中，煙煤、亞煙煤、柴油、燃料油及液化天然氣的排放係數(如表 4.5)，以下式計算各類發電技術之 CO<sub>2</sub> 排放量。<sup>6</sup>

$$\text{CO}_2 \text{ 排放量} = \text{燃料耗用量} \times \text{排放係數}$$

### (2)計算每度發電的 CO<sub>2</sub> 成本

在計算出各類發電技術的 CO<sub>2</sub> 排放量(表 4.6)後，再依據能源局公佈的歷年發電量中台電各類發電技術的發電量，以下列公式計算每度發電的碳稅成本

$$\text{每度碳稅成本} = (\text{CO}_2 \text{ 稅率} \times \text{CO}_2 \text{ 排放量}) / \text{發電度數}$$

我們分別假設 CO<sub>2</sub> 稅率為每公噸 300 元與 1,000 元的情況下計算每度發電的 CO<sub>2</sub> 成本(見表 4.7)。

表 4.4：台電火力發電燃料耗用量

---

<sup>6</sup> CO<sub>2</sub> 排放係數每年或有變化，因此在計算上應以歷年之各類別之燃料的排放係數來計算，但在無法取得歷年各項能源的排放係數之情況下，本研究固定以能源局 2012 年公佈之「我國常用排放係數」，其優點為使不同年度有相同的比較基準，其缺點為所估算之結果將與實際情況有差距。

年份	煤炭 (公噸)		燃油 (公秉)		液化天然氣 (千立方公尺)
	煙煤	亞煙煤	柴油	燃料油	
2003	18,994,522	4,857,310	119,097	3,204,004	4,401,376
2004	19,435,872	5,013,193	87,033	2,681,150	4,186,496
2005	21,018,992	5,327,176	149,919	2,481,891	4,626,998
2006	22,513,523	5,156,810	273,303	3,176,942	5,033,289
2007	22,097,367	6,146,523	128,280	2,795,772	5,797,793
2008	20,739,152	7,109,662	136,984	2,623,952	6,505,333
2009	18,566,398	7,238,075	63,356	1,454,753	6,091,818
2010	18,978,702	6,926,796	63,463	1,981,148	8,489,598
2011	14,924,920	12,795,305	52,464	1,768,835	9,119,656
2012	12,294,584	15,780,246	48,060	1,385,607	10,000,703
2013	12,893,813	13,331,650	48,249	1,286,952	10,228,689
2014	13,335,530	12,984,905	78,696	1,567,705	10,898,114
2015	13,438,436	11,062,361	134,418	2,470,300	11,964,567

資料來源：能源局。

表 4.5：CO<sub>2</sub> 排放係數

	煙煤	亞煙煤	柴油	燃料油(蒸餘油)	液化天然氣
單位	KgCO <sub>2</sub> /Kg	KgCO <sub>2</sub> /Kg	KgCO <sub>2</sub> /L	KgCO <sub>2</sub> /L	KgCO <sub>2</sub> /M <sup>3</sup>
排放係數	2.50	2.37	2.56	2.98	2.66

資料來源：能源局，我國常用排放係數，<http://ghgregistry.epa.gov.tw/upload/Tools/盤查與登錄指引定稿-附錄二.pdf>。

### (3) 依各類發電配比計算總碳排放量

由於每種發電技術的每年發電量、碳排放係數不同，故接下來以公式(4.1)計算碳排放量

$$\text{總碳排放量} = \sum_{i=1}^3 (\text{總發電度數} \times i \text{ 類發電配比} \times i \text{ 類發電每度CO}_2\text{排放量}) \quad (4.1)$$

其中  $i=1,2,3$ ，分別表示燃油、燃煤與燃氣發電。

表 4.6：台電火力發電之 CO<sub>2</sub> 排放量

單位：萬公噸

	煙煤 - 燃料煤	亞煙煤	柴油	燃料油	液化天然氣
2003	4,805.61	1,151.18	32.51	954.79	1,170.77
2004	4,917.28	1,188.13	23.76	798.98	1,113.61
2005	5,317.80	1,262.54	40.93	739.60	1,230.78
2006	5,695.92	1,222.16	74.61	946.73	1,338.85
2007	5,590.63	1,456.73	35.02	833.14	1,542.21
2008	5,247.01	1,684.99	37.40	781.94	1,730.42
2009	4,697.30	1,715.42	17.30	433.52	1,620.42
2010	4,801.61	1,641.65	17.33	590.38	2,258.23
2011	3,776.00	3,032.49	14.32	527.11	2,425.83
2012	3,110.53	3,739.92	13.12	412.91	2,660.19
2013	3,262.13	3,159.60	13.17	383.51	2,720.83
2014	3,373.89	3,077.42	21.48	467.18	2,898.90
2015	3,399.92	2,621.78	36.70	736.15	3,182.57

資料來源：本研究計算。

表 4.7：各類發電之每度發電 CO<sub>2</sub> 成本

單位：元/度

年份	碳稅 1000 元/公噸			碳稅 3000 元/公噸		
	燃煤	燃油	燃氣	燃煤	燃油	燃氣
2003	0.9722	0.7044	0.5447	2.9165	2.1132	1.6340
2004	0.9851	0.7228	0.5309	2.9552	2.1683	1.5926
2005	1.0005	0.7148	0.5384	3.0015	2.1444	1.6151
2006	1.0056	0.7061	0.5370	3.0169	2.1182	1.6111
2007	0.9974	0.7117	0.5277	2.9922	2.1351	1.5830
2008	1.0015	0.7158	0.5299	3.0044	2.1474	1.5898
2009	0.9972	0.7358	0.5253	2.9917	2.2075	1.5758
2010	0.9928	0.7362	0.5305	2.9783	2.2086	1.5914
2011	1.0028	0.7409	0.5373	3.0083	2.2227	1.6119
2012	1.0149	0.7527	0.5324	3.0446	2.2582	1.5971
2013	1.0063	0.7520	0.5301	3.0190	2.2559	1.5903
2014	1.0054	0.7400	0.5280	3.0162	2.2200	1.5841
平均	0.9985	0.7278	0.5327	2.9954	2.1833	1.5980

資料來源：本研究計算。

表 4.8：含碳價之各類發電技術之成本結構



單位：元/度

	燃料	折舊	維護	其他	利息	後端	碳稅	合計
燃油	4.10	0.09	0.16	0.14	0.03	-	0.73	5.25
燃煤	1.09	0.13	0.07	0.08	0.02	-	1.00	2.39
天然氣	2.80	0.29	0.11	0.05	0.02	-	0.53	3.80
核能	0.16	0.08	0.14	0.15	0.05	0.15	0.00	0.73
慣常水力	0.00	0.86	0.24	0.28	0.13	-	0.00	1.51
抽蓄發電	0.00	0.60	0.11	2.01	0.08	-	0.00	2.80
風力	0.00	2.22	0.34	0.16	0.15	-	0.00	2.87
太陽能	0.00	9.37	0.20	0.17	1.14	-	0.00	10.88

資料：本研究計算。

說明：碳稅/價依 1000(元/公噸)計算。

表 4.9：課碳稅前後各類發電技術之成本與風險

單位：元/度

碳稅(元/公噸)	成本			風險		
	0	1000	3000	0	1000	3000
燃油	4.52	5.25	6.71	1.44	1.45	1.48
燃煤	1.39	2.39	4.38	0.27	0.27	0.29
燃氣	3.27	3.80	4.87	0.42	0.42	0.42
核能*	1.15	1.15	1.15	0.09	0.09	0.09
慣常水力	1.51	1.51	1.51	0.31	0.31	0.31
抽蓄發電	2.80	2.80	2.80	0.62	0.62	0.62
風力	2.87	2.87	2.87	0.65	0.65	0.65
太陽能	10.88	10.88	10.87	2.05	2.05	2.05

資料：本研究計算。

\*核能原為 0.73 元，為考量核能實際情況，故調整為 1.15 元以接近實際。

表 4.8 計算當 CO<sub>2</sub> 排放每公噸課徵 1,000 元的碳稅時，燃油、燃煤與燃氣的成本每度將比無碳稅情況下增加 0.73、1.00 與 0.53 元，表 4.9 則計算在碳稅分別是每公噸 0、300 與 1,000 元時的成本與風險變化，從表 4.9 的右半部可看出，隨著碳稅金額的增加，燃油與燃煤的風險微幅增加，而燃氣的風險則維持不變。其他發電技術因不

課徵碳稅，故其個別成本與風險不因碳稅之課徵而變化。另外，各項成本間的共變異數如表 4.10 所示。

表 4.10：各類能源發電成本  $\tilde{C}_i$  之共變異矩陣—無碳稅情況

	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常 水力	抽蓄 發電	風力	太陽能
燃油	2.0700							
燃煤	0.2527	0.0726						
天然氣	0.5554	0.0639	0.1800					
核能	0.0550	-0.0080	0.0151	0.0090				
慣常水力	-0.3264	-0.0483	-0.1071	-0.0014	0.0952			
抽蓄發電	0.5297	0.0171	0.1231	0.0403	-0.0238	0.3877		
風力	0.7631	0.1110	0.2117	0.0108	-0.1360	0.1965	0.4176	
太陽能	-0.8019	0.1422	-0.0888	-0.0809	0.0805	-0.4701	-0.0630	4.1887

資料：本研究計算。

### 三、效率能源配比—理論模型

效率能源配比的含意是指在既定的發電報酬或成本下，最小風險的發電技術組合，因此我們使用財務領域中 Markowitz (1952) 所提出的 MVA 方法，將風險決策設計為平均數與變異數的抵換與選擇問題，其基本模型設定如下：

$$\begin{aligned} \min_{\{w\}} \sigma_p^2 &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \\ \text{s.t. } E[\tilde{r}_p] &= \sum_{i=1}^n w_i E[\tilde{r}_i] \\ \sum_{i=1}^n w_i &= 1 \\ w_i &\geq 0 \quad (\text{其中 } i=1, 2, \dots, n) \end{aligned} \quad (4.2)$$

其中  $w_i$  表示投資組合中  $i$  資產的配比， $E[\tilde{r}_p]$  為投資組合的報酬， $E[\tilde{r}_i]$  為  $i$  資產的期望報酬， $\sigma_{ij}$  表示以資產  $i$  與資產  $j$  報酬的共變異數，因此  $\sigma_{ii} = \sigma_i^2$  為以資產  $i$  報酬的變異數。<sup>7</sup>

為了將上述模型應用於發電組合配比的問題中，令  $w_i$  表示各類發電的配比，而由於在 Markowitz 模型中的期望報酬  $E[\tilde{r}]$  為對社會福利具有正向效果的變數，與本研究所使用的成本變數對社會福利具有負向的效果有所不同，因此上述模型必須進行修改，變成

$$\begin{aligned} \min_{\{w\}} \sigma_p^2 &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij}' \\ \text{s.t. } \frac{1}{E[\tilde{C}_p]} &= \sum_{i=1}^n w_i \frac{1}{E[\tilde{C}_i]} \\ \sum_{i=1}^n w_i &= 1 \end{aligned} \quad (4.3)$$

其中  $\tilde{C}_i$  為  $i$  類發電技術的成本，為一隨機變數， $E[\tilde{C}_i]$  為  $i$  類發電

---

<sup>7</sup> Francis J.C., Kim D. Modern Portfolio Theory, 2013.

技術的期望成本，因此， $E[\tilde{C}_p]$ 則為發電組合的調和平均成本， $\sigma'_{ij}$ 為成本倒數( $1/\tilde{C}_1, 1/\tilde{C}_2, \dots, 1/\tilde{C}_n$ )的共變異矩陣。我們依據所蒐集之台電2003~2014年成本資料，計算該矩陣如表4.11所示。

表 4.11： $1/\tilde{C}_i$  共變異矩陣—無碳稅情況

	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能
燃油	0.0088							
燃煤	0.0106	0.0224						
天然氣	0.0037	0.0041	0.0018					
核能	0.0029	-0.0070	0.0017	0.0248				
慣常水力	-0.0087	-0.0110	-0.0043	-0.0010	0.0135			
抽蓄發電	0.0036	0.0026	0.0012	0.0062	-0.0010	0.0041		
風力	0.0073	0.0097	0.0031	0.0016	-0.0076	0.0033	0.0080	
太陽能	-0.0002	0.0003	-0.0001	-0.0011	0.0005	-0.0003	0.0000	0.0003

資料：本研究計算。

另外，在上述的效率組合前沿中，僅限制各能源的使用比率必須大於等於0且小於1，並未對其使用範圍做特別上下限之限制，為了合乎台灣現存的不同燃料別發電廠的現有總裝置容量以及能源政策未來發展的情況，於模型中我們增加了各能源的使用範圍上下限，如以下限制式所示：

$$\begin{aligned}
 5\% &\leq w_{\text{燃油}} \leq 10\% \\
 5\% &\leq w_{\text{燃煤}} \leq 45\% \\
 5\% &\leq w_{\text{燃氣}} \leq 30\% \\
 0\% &\leq w_{\text{核能}} \leq 20\% \\
 1\% &\leq w_{\text{慣常水力}} \leq 3\% \\
 1\% &\leq w_{\text{抽蓄水力}} \leq 3\% \\
 0\% &\leq w_{\text{風力}} \leq 1\% \\
 0\% &\leq w_{\text{太陽能}} \leq 1\%
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

### (一)不含碳稅下之效率能源組合

利用前述模型及表 4.9 的平均成本與表 4.11 的共變異矩陣之數值，我們可求得效率前沿如圖 5 所示。圖中的效率前沿顯示成本與風險間的抵換關係，當欲降低風險，就必須承擔較高的成本，若欲降低成本，則必須承受較高的風險。圖 4.5 亦顯示最低風險組合為 A 點，在該點上的配比，除了使用燃煤占比 32% 外，其他發電配比都使用到其上限，此時碳排放為 8,988.2 萬公噸，發電之平均成本為 2.29 元/度 (表 4.12)。在效率前沿上，隨著成本的下降與風險的上升，燃煤配比逐漸增加，最終達其配比的 45%。燃油、燃氣的配比則是隨著組合平均成本的下降而減少，這是因為燃油、燃氣的成本相對較燃煤高，為了降低能源組合成本，故增加低成本能源的配比，降低高成本能源的配比，而因此也使得組合風險上升。在水力發電方面，由於成本與風險都較低，故在效率前沿上的配比始終達於上限。太陽光電由於成本高，故為了降低能源組合成本，其最終的配比为 0。成本最小之效率組合如 F 點所示，其配比为減少燃油的使用至其下限，減少天然氣的使用至 23%，太陽能的使用降至 0%，而其他發電技術則使用至其上限，此時碳排放 9,851.1 萬公噸，這是因為碳排放量較高的燃煤使用大幅增加(32% 增至 45%)所導致的結果。<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> 本研究所求之效率配比皆以百分比(%)表示，並採四捨五入後取小數點後 1 位或 2 位數值。因此，當配比为 0.0% 時並非意味其配比絕對為 0，而應視為其占極少之配比。本文以下之分析中對於效率配比或最適配比为 0.0% 之敘述，亦為占極少配比之概念。

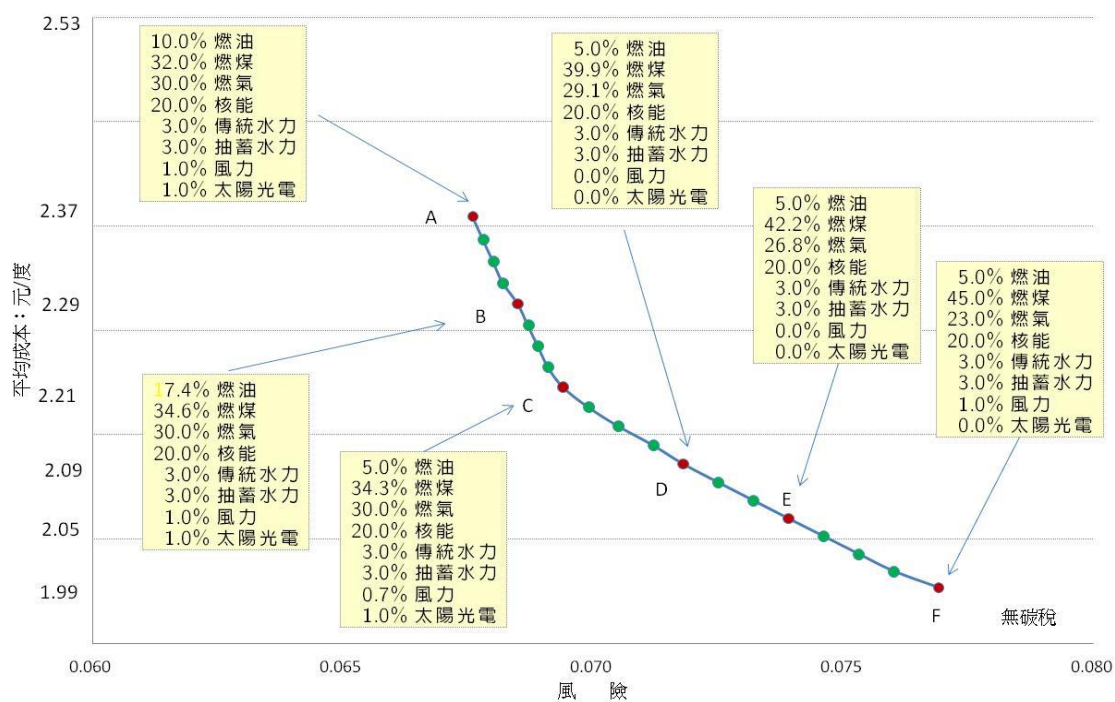


圖 4.5：效率前沿—不課碳稅情況

表 4.12：效率前沿上成本、風險與 CO<sub>2</sub> 排放量的變化情形

單位：元/度,萬公噸

	A	B	C	D	E	F
組合成本	2.37	2.29	2.21	2.13	2.05	1.99
組合風險	0.0676	0.0685	0.0694	0.0718	0.0739	0.0769
CO <sub>2</sub> 排放	8,988.2	9,018.3	9,098.4	9,459.1	9,664.2	9,851.1

資料：本研究計算。

## (二)台電公司實際配比與最適配比比較

表 4.13 針對近兩年台電公司實際發電量之配比與本研究所求之最適進行比較。<sup>9</sup>表中第一列 104 年(含汽電共生)資料為依據台電所公佈之民國 104 年發電量所計算之各類發電配比，第二、三列為依據能源局所公佈之台電各項發電能源發電量所求之配比，<sup>10</sup>由於台電公司公佈之資料中並未將再生能源分類，其總發電量中包含汽電共生，且再生能源並未詳列其分類，而是將慣常水力、風力與太陽光電合併計算，與本研究之分類不盡相同，故列出僅供比較參考。

若依據能源局所公佈之發電量所計算之各項發電能源配比與本研究計算之最適配比進行比較，可發現除了再生能源外，104 年台電公司的燃油(6.75%)、燃氣(34.24%)及核能(20.78%)發電略高於最適配比，燃煤(33.78%)則略低於最適配比，105 年(1-9 月)則僅有燃氣(34.54%)高於最適配比。

若比較台電 104 年與 105 年(1-9 月)的實際配比，再生能源(慣常+風力+太陽光)配比由 2.9% 上升至 4.19%，核能發電配比由 20.78% 降至 18.66%，燃油配比降低，但燃煤與燃氣之占比略有增加。

由於本研究使用民國 92 年至 103 年實際成本資料來計算最適配比，故比較 104 年之實際配比，若欲降低發電成本或風險，可以：略微增加燃煤配比、略微降低燃油、燃氣與核能之配比，以及增加抽蓄發電與再生能源之配比。

表 4.13：台電實際配比與最適配比比較

<sup>9</sup> 台電公司資料取自：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-c37.aspx?LinkID=13](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-c37.aspx?LinkID=13)

<sup>10</sup> 能源局資料取自能源局統計月報，網址如下：

[http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web\\_book/wHandWebReports\\_File.aspx?type=office&book\\_code=M\\_CH&chapter\\_code=K&report\\_code=04](http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web_book/wHandWebReports_File.aspx?type=office&book_code=M_CH&chapter_code=K&report_code=04)

單位：%

	燃油	燃煤	燃氣	核能	抽蓄	慣常	風力發電	太陽光電	汽電共生
104年(含氣電共生)	4.68	35.71	35.10	16.04	1.38	(再生能源合計	4.24)		2.84
104年	6.57	33.78	34.24	20.78	1.73	2.48	0.41	0.01	-
105年(1-9月)	5.26	35.59	34.54	18.66	1.76	3.86	0.32	0.01	-
最適配比*	5.41	36.59	30.00	20.00	3.00	3.00	1.00	1.00	-

資料說明：104年含氣電共生資料來自台電公司網頁，民國104年、105年（1-9月）資料取自能源局：

[http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web\\_book/wHandWebReports\\_File.ashx?type=office&book\\_code=M\\_CH&chapter\\_code=K&report\\_code=04](http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web_book/wHandWebReports_File.ashx?type=office&book_code=M_CH&chapter_code=K&report_code=04)

\*最適配比為本研究計算。

### (三)課徵碳稅下之效率能源組合

在本研究模型的設定下，以歷史資料來進行分析，因此當假設對過去歷年均有課徵碳稅時，由於不同的稅率將引起各類發電相對成本的變化，將造成共變異矩陣數據的隨之變化，這相當於電力公司將碳稅反應在發電成本的情況，換言之，也就是課稅改變了過去發電成本間的相互關係；另一方面，若以對未來碳稅的不確定性來看時，我們亦可假設共變異數矩陣不受碳稅的影響，意即此時課稅不會影響發電成本間的相互關係，只會增加化石能源的發電成本。在此兩種不同情境下，課徵碳稅將會有不同的結果，以下我僅探討課稅會影響各能源發電成本共變異數之情形。

在課徵碳稅會影響共變異數的情況下，由於課稅會使成本增加，故課稅將會使效率前沿向左上方移動(如圖 4.6)，然課稅一方面使電力組合成本提高，一方面亦使組合風險下降所致，且效率前沿有變得較為陡峭的情況，這是因為當風險降低到一定程度時，將更難以利用提高成本的方式來使風險降低。



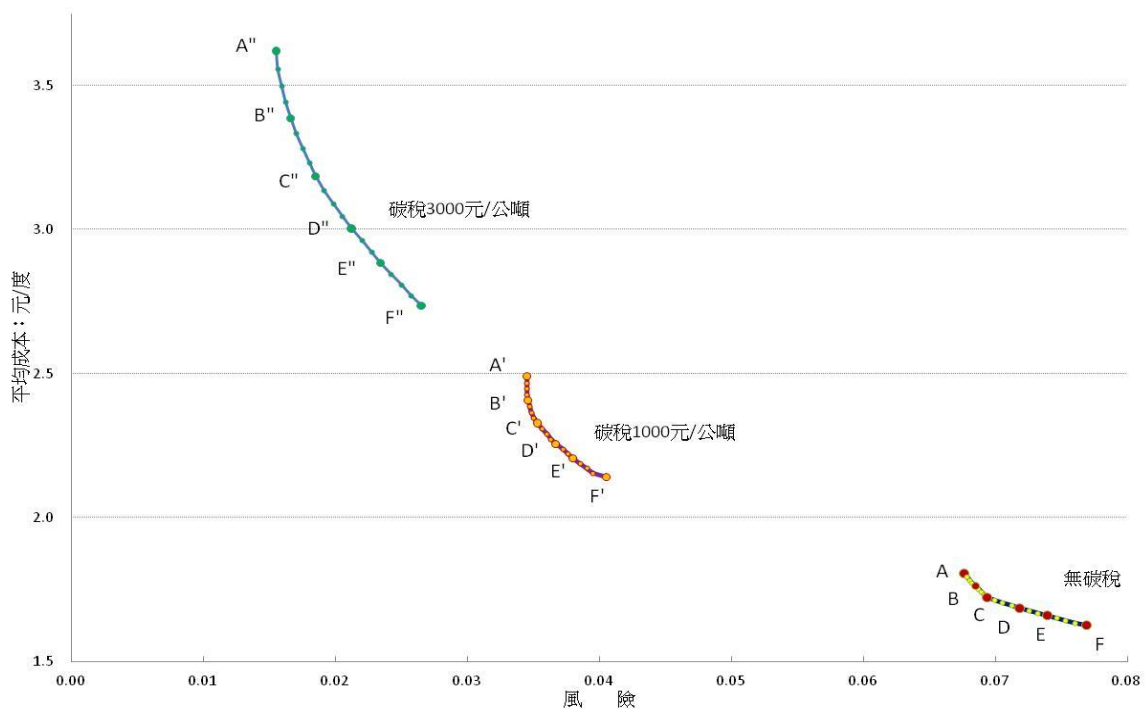


圖 4.6：碳稅對效率前沿的影響

表 4.13 顯示圖 4.6 上各對應點的能源配比與碳排放情況。從表中可以發現，課碳稅並不會使  $\text{CO}_2$  排放量下降，因為隨著課稅使得成本提高，效率組合增加低成本能源的使用配比，而燃煤在這兩個碳稅水準下仍然是火力發電中成本最低者，且其配比的上下限最高，因此仍會增加燃煤的使用（表中顯示在課稅的情況下，效率前沿上任一點的燃煤配比皆達其上限 45%），因此課徵 3000 元/噸以下的碳稅將仍無法降低  $\text{CO}_2$  排放量。

表 4.13 最末欄亦計算出各組合配比的 Sharp-Ratio，該比例表示每增加一單位風險所能降低的成本值，可以用來比較效率前沿上各組合配比的風險對成本的抵換程度，在財務上則將 Sharp-Ratio 做為投資績效的衡量指標。

表 4.13：課碳稅下之效率配比變動

單位：%，萬公噸

無碳稅										
	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能	碳排放	Sharp-Ratio
A	10.0	32.0	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0	8,988.2	6.23
B	7.4	34.6	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0	9,018.3	6.37
C	5.0	37.3	30.0	20.0	3.0	3.0	0.7	1.0	9,098.4	6.51
D	5.0	39.9	29.1	20.0	3.0	3.0	0.0	0.0	9,459.1	<b>6.67</b>
E	5.0	42.2	26.8	20.0	3.0	3.0	0.0	0.0	9,664.1	6.61
F	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.1	6.54
碳稅 1000 元/公噸										
	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能	碳排放	Sharp-Ratio
A'	8.0	45.0	30.0	10.0	3.0	3.0	0.0	1.0	10,821.6	9.71
B'	5.9	45.0	30.0	12.1	3.0	3.0	0.0	1.0	10,506.2	9.96
C'	5.0	45.0	30.0	14.5	3.0	1.5	0.0	1.0	10,362.3	<b>9.98</b>
D'	5.0	45.0	28.2	16.8	3.0	1.0	0.0	1.0	10,229.4	9.79
E'	5.0	45.0	26.5	18.5	3.0	1.0	0.0	1.0	10,105.3	9.61
F'	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.1	9.51
碳稅 3000 元/公噸										
	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能	碳排放	Sharp-Ratio
A''	10.0	45.0	30.0	7.2	3.0	3.0	0.8	1.0	11,127.7	<b>14.51</b>
B''	8.0	45.0	30.0	10.1	3.0	3.0	0.0	1.0	10,813.9	13.95
C''	5.0	45.0	30.0	12.5	3.0	3.0	0.5	1.0	10,362.3	12.99
D''	5.0	45.0	28.7	15.3	3.0	3.0	0.0	0.0	10,267.4	11.77
E''	5.0	45.0	25.9	17.2	3.0	3.0	1.0	0.0	10,059.3	10.90
F''	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.1	9.89
下限	5.0	5.0	5.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0		
上限	10.0	45.0	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0		

資料：本研究計算。

## 四、最適能源配比

### (一)最適能源配比決定之理論

效率前沿上之各點，雖然可使決策者在一既定的成本下找到能使風險極小的能源組合配比，但對於整體社會而言，究竟哪一點才是使社會福利極大之能源組合？為解決此一問題則必須考慮社會福利函數，我們以一個代表性個人的效用函數來表示社會福利水準。

由於我們探討的內容專注在能源成本與能源風險間的關係，因此設定效用函數如(4.5)式所示

$$U(E[\tilde{C}], \sigma) = -E[\tilde{C}] - A \times \sigma^2 \quad (4.5)$$

無異曲線(Indifference Curve)可用以排列各個投資組合對投資人的效用等級，以成本—風險的組合平面來看，位置愈往右上方的無異曲線表示有較高的成本與較高的風險，因此其福利水準愈低；位置愈往左下方的無異曲線表示成本較低與風險較低的組合，故無異曲線愈往左下角移動，代表決策者會因為預期成本下降或是風險降低，而提高其福利水準。另外，以無異曲線的斜率來看，風險趨避程度較大者，無異曲線較陡，意即同樣承擔一單位的風險，決策者會要求更多的風險溢酬(或減少較多的成本)；風險趨避程度較小者，無異曲線較平坦，代表同樣承擔一單位的風險，投資人要求較少的風險溢酬(或減少較少的成本)，如圖 4.9 所示。

由於  $U$ 、 $E[\tilde{C}]$  及  $\sigma$  分別代表決策者的效用，面對的預期成本及承擔的風險， $A$  則表示該投資人的風險趨避程度。由該效用函數可知，決策者的效用水準會因預期成本的增加以及風險的增加而降低。

至於效用水準會因此改變的相對程度，則是由風險趨避程度(A)來決定。因為

$$MRS_{\sigma C} = -\frac{dU/d\sigma}{dU/dC} = -\frac{dC}{d\sigma} = \frac{-2A\sigma}{1}$$

表示「多增加一單位的風險，成本所必須降低的程度」，也就是無異曲線上的斜率。又

$$\frac{dMRS_{\sigma C}}{d\sigma} = -2A$$

上式中負號表示斜率的方向，而  $A$  則是用以衡量風險趨避程度的大小。意即，風險係數  $A$  為衡量每多增加承受一單位風險，所必須補償之預期成本的降低幅度。

對於風險中立者， $A = 0$ ，此時無異曲線為水平線，效用水準完全不受風險的影響，端視預期成本的高低而定；對於風險愛好者而言， $A < 0$ ，表示風險的增加將提高其效用；對於風險趨避者而言，其  $A > 0$ ，表示風險的增加將降低其效用。其次，風險趨避程度愈大的投資人， $A$  愈大，反之則愈小。若為無風險的投資組合，則因總風險  $\sigma$  為零，故決策者的效用即為該投資組合的預期成本，而沒有任何風險。

圖 4.9 為固定效用水準下不同風險趨避程度下的無異曲線，可以看出當風險趨避程度(A)愈大時，無異曲線愈陡峭。圖 4.10 則為兩條風險趨避係數相同但效用水準不同的無異曲線，而下方的效用曲線 ( $U = -1.822$ ) 大於上方的效用曲線。

由於實際的風險趨避程度尚不可知，為了配合本研究之效率前沿情況，在前述效用函數的設定下，令  $A = 50$ ，則無異曲線如圖 4.10 所示，圖中方框表示本研究之效率前沿的約略範圍。

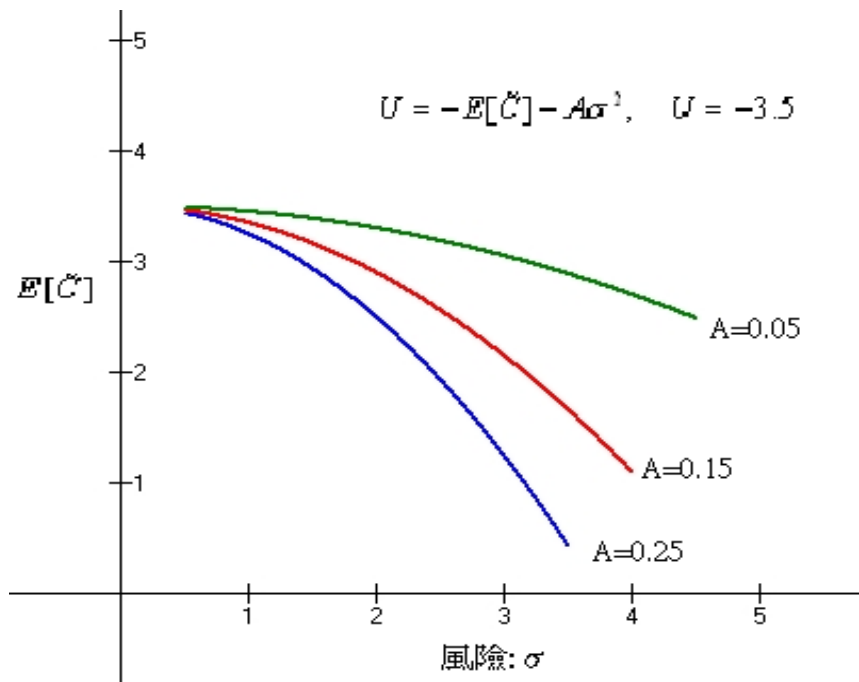


圖 4.9：無異曲線與風趨避係數

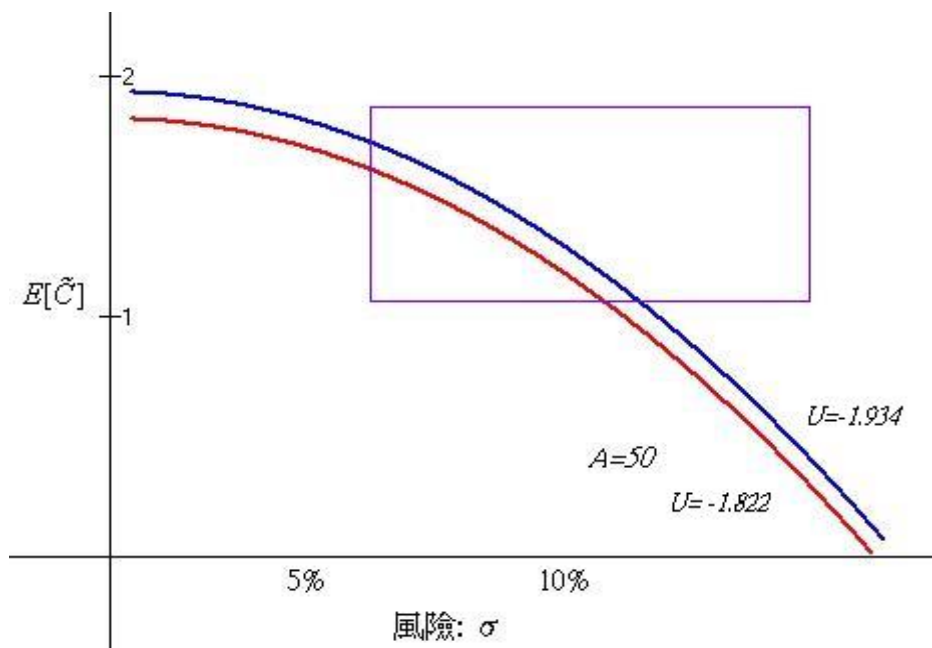


圖 4.10：配適本研究之無異曲線

## (二)最適能源配比之決定

在考慮社會福利因素後，可求得最適之能源配比如圖 4.11 中的 E0、E1000 與 E3000 點所示之配比（表 4.14），從圖中可以看出當課碳稅為每公噸 1000 元時，效用水準將由原來無碳稅時的-2.43 上升至 -2.38，組合風險由 0.0691 降至 0.0395，但是當碳稅增加到每公噸 3000 元時，福利水準再降至-2.83，然而，可以發現在較低稅率的情形下，由於可以經由大幅的降低風險來抵換成本的上升，故課稅反而使效用水準上升，當稅率高到一定程度時，無法再以降低風險來抵換成本的上升，故課稅將使效用水準下降。

表 4.14 為在三個最適點(圖 4.9 之 E0、E1000 與 E3000)時的能源配比、碳排放與算數平均發電成本。表中顯示，隨著碳稅的增加燃油的配比都維持在其下限，燃氣的配比則下降，但燃煤占比隨著碳稅的增加而上升，這顯示課徵碳稅雖可降低組合風險，但並不會完全使石化燃料的占比減少，這是因為下述三個原因所致：(1)雖然課徵碳稅，但燃煤仍然是相對最便宜的燃料，而且(2)高成本與高風險的燃油對於成本與風險的下降並沒有貢獻，故燃油的配比始終均在其下限，(3)再生能源的使用量受上限所限制無法大幅增加。

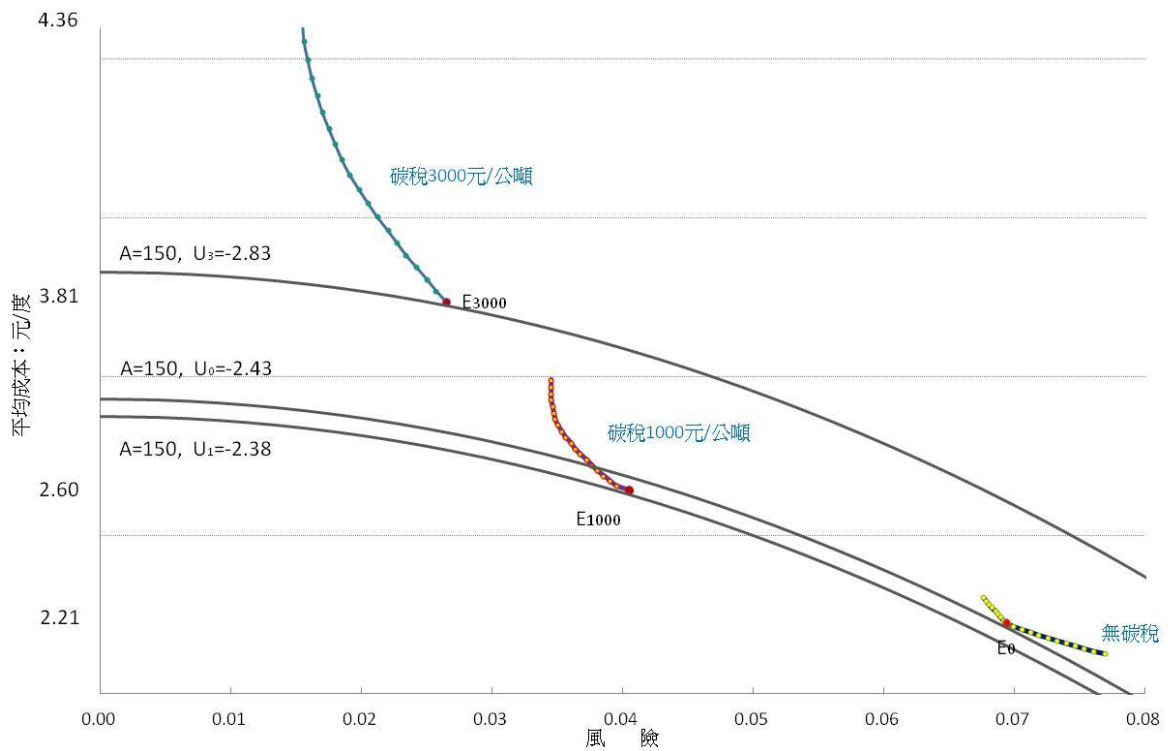


圖 4.11：最適能源配比

表 4.14：目前配比限制下之最適能源配比

單位：%，萬公噸，元/度

碳稅	燃油	燃煤	燃氣	核能	慣常 水力	抽蓄 發電	風力	太陽能	CO <sub>2</sub> 排量	平均 成本	風險
<b>0</b>	5.0	36.6	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0	9040.98	2.23	0.0691
<b>1000</b>	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9851.12	2.60	0.0395
<b>3000</b>	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9851.12	3.81	0.0265

資料來源：本研究計算。

## 伍、最新再生能源推廣目標下之最適能源配比

### 一、新政府再生能源推廣目標

依據 2016 年 5 月能源局公佈的新能源政策發展方向指出核一、二、三廠不延役，2025 年完成非核家園；在「積極多元創能，促進潔淨能源發展」策略方面，指出全力擴大再生能源發展於 2025 年占比達 20% 以上；擴大使用天然氣，降低現有火力發電廠的污染與排放。另外，經濟部能源局於 2016 年 6 月 22 日公布最新再生能源推廣目標，太陽光電裝置容量大幅增加，預計 2025 年達 20GW，此外，能源局也規劃，離岸風力發電裝置目標也將提高五成，達 3GW；整體再生能源裝置容量目標大增，預估發電量也將增加逾 220 億度(見表 5.1)。由於台電 104 年毛發電總度數 1,755.5 億度，假設維持此一總發電度數不變，則依政府推廣目標，至 2025 年太陽光電占比約 14.24%，陸域風力約占 1.65%，離岸風力約占 6.3%。因此，我們設定 2025 年配比限制如表 5.2 所示。

在價格方面，經濟部 2016 年 8 月 30 日初步決定 2017 年各類再生能源發電收購價，將太陽能費率調降 4%。現行太陽光電主要分「地面型」與「屋頂型」兩大類，前者每度為 4.66 元、後者 6.48 元，明年起各降為 4.35 至 6.02 元，降幅為 4% 到 7%，而根據相關研究顯示，未來太陽能成本將進一步下降，因此，我們經由專家會議討論後設定各項發電成本如表 5.3 所示。



表 5.1：2025 年我國再生能源推廣目標

單位：MW

類別	新政府目標		舊政府目標		發電量增加 (%)
	裝置容量 (MW)	發電量 (億度)	裝置容量 (MW)	發電量 (億度)	
太陽光電	20,000	250	6,200	78	220.5
風力發電(陸域)	1,200	29	1,200	29	0.0
風力發電(離岸)	3,000	111	2,000	68	63.2
生質能	813	59	813	59	0.0
水力	2,150	48	2,150	48	0.0
地熱能	200	13	150	10	30.0
燃料電池	60	5	-	-	
累計	27,423	515	12,513	292	76.4

資料來源：能源局，2016 年 9 月。

表 5.2：2025 年配比限制

單位：%

2025 配比限制									
	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	陸域風力	離岸風力	太陽能
下限	5.0	5.0	5.0	<b>0.0</b>	1.0	1.0	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>3.0</b>
上限	10.0	45.0	50.0	<b>0.0</b>	3.0	3.0	<b>1.7</b>	<b>6.3</b>	<b>15.0</b>
目前配比限制									
下限	5.0	5.0	5.0	0.0	1.0	1.0	0.0	-	0.0
上限	10.0	45.0	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	-	1.0

資料來源：本研究。

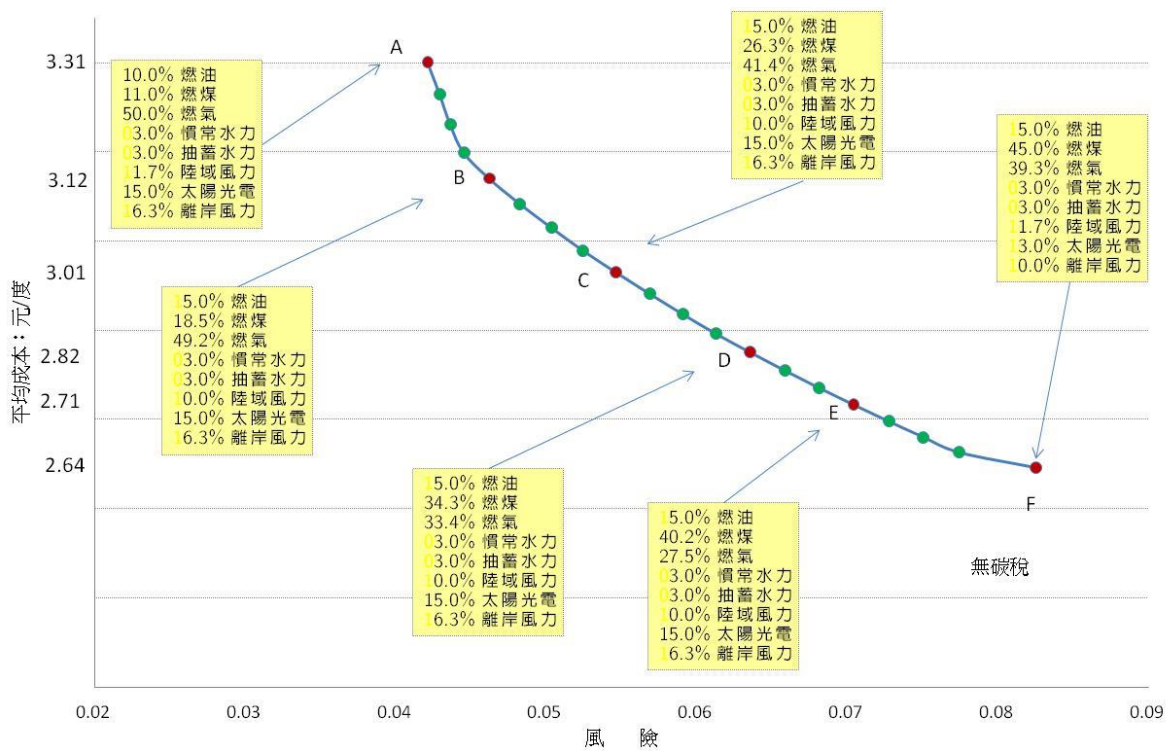
基於前述之模型設定與表 5.3 之成本、附表 3 之共變異矩陣，我們可得效率前沿如下圖 5.1 所示。

表 5.3：2025 年各類能源之預期成本與風險

單位:元/度

碳稅(元/公噸)	成本			風險		
	0	1000	3000	0	1000	3000
燃油	4.52	5.25	6.71	1.44	1.45	1.48
燃煤	1.39	2.39	4.38	0.27	0.27	0.29
燃氣	3.27	3.80	4.87	0.42	0.42	0.42
核能	-	-	-	-	-	-
慣常水力	1.51	1.51	1.51	0.31	0.31	0.31
抽蓄發電	2.80	2.80	2.80	0.62	0.62	0.62
陸域風力	2.87	2.87	2.87	0.65	0.65 </td <td>0.65</td>	0.65
離岸風力	5.39	5.39	5.39	0.20	0.20	0.20
太陽能	3.77	3.77	3.77	0.48	0.48	0.48

資料：本研究計算。



說明：圖中配比採百分比數值小數點後 1 位四捨五入。

圖 5.1：2025 年效率前沿與效率能源配比

表 5.4：效率前沿上成本、風險與 CO<sub>2</sub> 排放量的變化情形

	單位：元/度,萬公噸					
	A	B	C	D	E	F
組合成本	3.31	3.12	2.97	2.82	2.71	2.42
組合風險	0.0421	0.0462	0.0546	0.0635	0.0704	0.0750
CO <sub>2</sub> 排放	6992.6	7398.6	8122.7	8847.8	9,391.6	11,041.5

資料來源：本研究計算。

圖 5.1 顯示在效率前沿上風險最低點 A 之再生能源配比皆達其上限，而隨著成本下降及風險上升，離岸風力下降至趨近於 0%（F 點），這是因為陸域風力的期望成本是 2.87 元（見表 5.3），離岸風力的成本為 5.39 元，而由 A 至 F 點，隨著風險的增加，為維持配比的效率，必須以降低成本以抵換風險的增加，而由於離岸風力因成本較高，故配比降低至趨近於 0%。而火力發電中之燃油、燃煤及燃氣之配比則隨著成本與風險的變動而互相抵換，例如，隨著風險的增加（A 至 F 點），必須以低成本的能源來取代高成本的能源，故燃煤配比由 11% 提高至其上限 45%，燃油的配比由其上限 10% 下降至 5%，燃氣的配比由其上限 50% 下降至 39.3%。

表 5.4 顯示在上圖的對應點中，效率配比的成本、風險與 CO<sub>2</sub> 排放的變化情形，表中顯示隨著成本的下降與風險的上升，CO<sub>2</sub> 排放量也增加，這是因為低成本的燃煤使用量增加的結果所致。圖 5.1 與表 5.4 亦顯示，盡可能地分散能源的使用，可使能源組合風險降低，也可降低 CO<sub>2</sub> 排放。

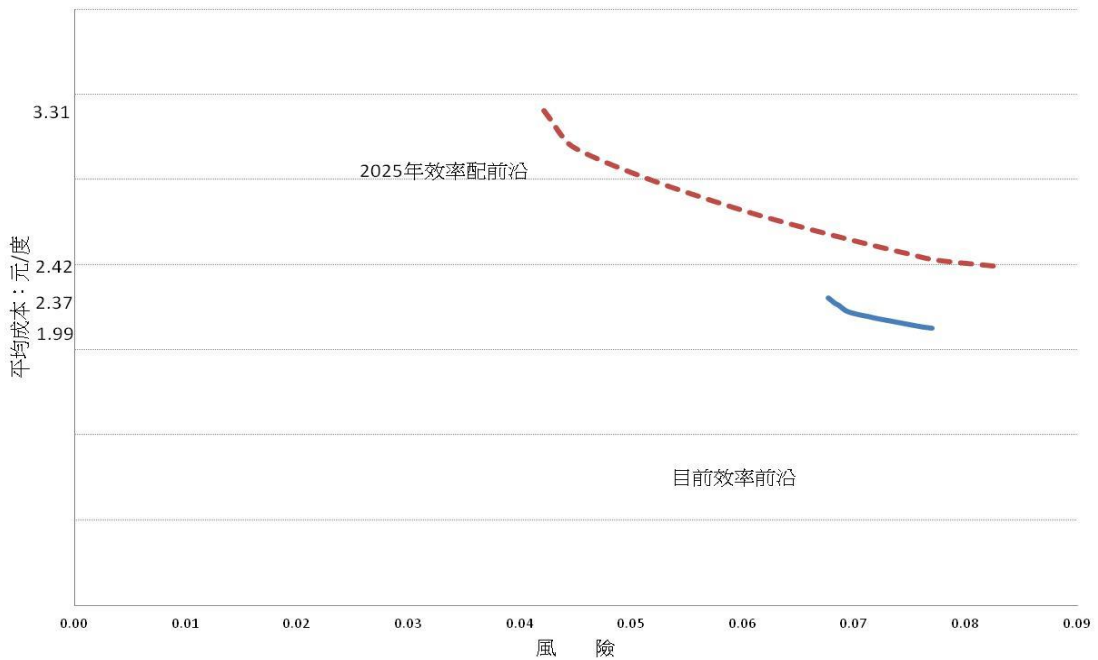


圖 5.2：2025 年與目前效率前沿比較

若我們進一步比較 2025 年配比限制與目前配比限制的情況（如圖 5.2 所示），可以發現 2025 年配比限制下的效率前沿有較高的成本與可以達到較低的組合風險，以下則進一步分析課碳稅後最適配比的變化情形。

在課碳稅會影響各能源發電成本共變異數之情形下，每公噸 CO<sub>2</sub> 課徵 1000 元與 3000 元時，如圖 5.3 所示，最適點由原來的 E0 點分別移至 E1000 與 E3000，燃油的配比皆於其下限 5%，燃煤發電由原來的 34.3% 增加至其上限 45%，燃氣發電由 33.4% 下降至 23.4%、21.1%，在再生能源方面，由於一開始除了陸域風力外，其他再生能源的最適配比即已達上限，在稅率至每公噸 3000 元時，陸域風力配比由 0% 提高至 1.6%，其他再生能源的最適配比則達到上限。從上述的結果可知，課徵碳稅將使能源使用配比由高成本者移至低成本者（燃煤），也會使再生能源的使用配比提高。

在對效用水準的影響方面，課徵碳稅使得效用水準降低，如圖

5.3 所示，課徵每公噸 1,000 元碳稅使效用水準由-2.88 下降至-3.04，但若將碳稅再提高至每公噸 3,000 元時，效用水準進一步降至-4.12。這樣的結果與在前述目前配比的情況下，課稅會使效用水準先上升後下降的情況不同。

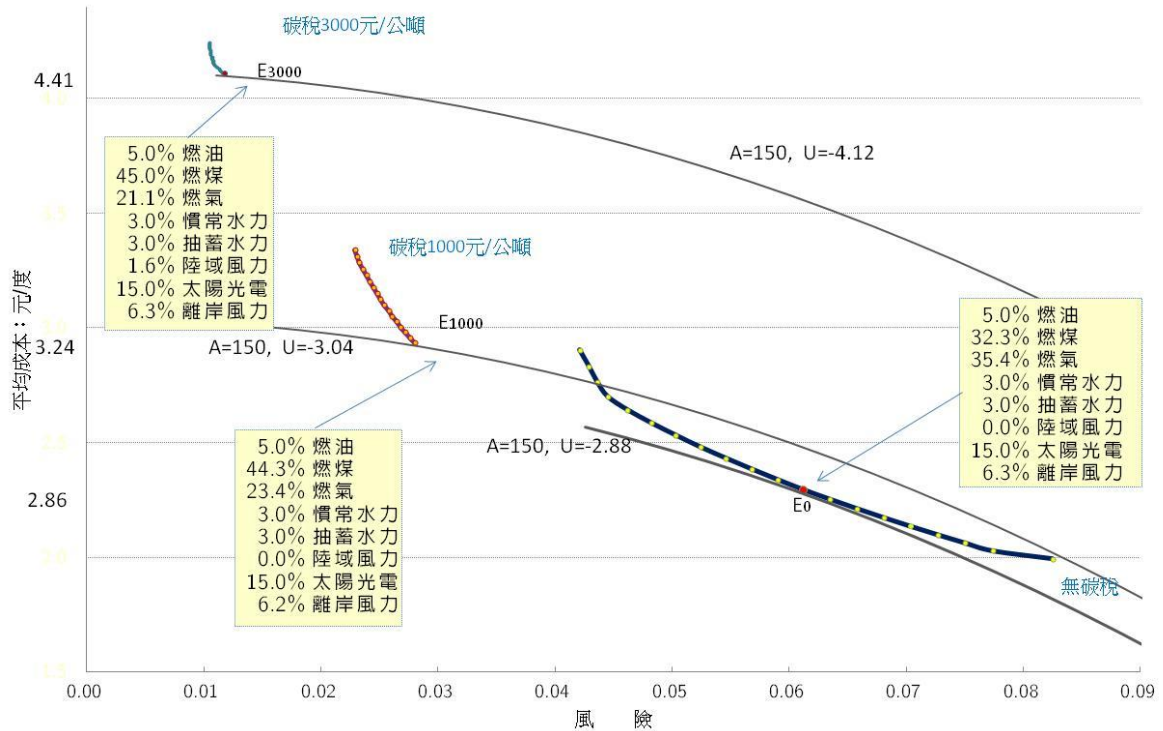


圖 5.3：2025 年配比限制下之最適能源配比

表 5.5：2025 年之最適能源配比—變動共變異數

單位：%，萬公噸，元/度

碳稅	燃油	燃煤	燃氣	慣常水力	抽蓄發電	陸域風力	太陽能	離岸風力	CO <sub>2</sub> 排量	平均成本	風險
0	5.0	32.3	35.4	3.0	3.0	0.0	15.0	6.3	8666.53	2.86	0.0612
1000	5.0	44.3	23.4	3.0	3.0	0.0	15.0	6.2	9763.29	3.24	0.0280
3000	5.0	45.0	21.1	3.0	3.0	1.6	15.0	6.3	9711.63	4.41	0.0118

## 二、最適配比下的 CO<sub>2</sub> 排放比較

表 5.6 整理目前及 2025 年配比限制下最適配比的 CO<sub>2</sub> 排放，可以發現在目前配比限制下，課徵碳稅並無法降低 CO<sub>2</sub> 排放，這是因為再生能源無法大幅放寬其限制，因此課稅使成本提高的情況下，仍然只能以增加低成本的能源（燃煤）來替代，故無法降低 CO<sub>2</sub> 排放，而在 2025 年放寬再生能源配比的情況下，當碳稅稅率提高到一定程度，CO<sub>2</sub> 排放才會開始降低，例如，在課徵每公噸 3000 元碳稅的情況下，最適配比的 CO<sub>2</sub> 排放量 9711 萬公噸少於每公噸 1000 元碳稅的情況下的 CO<sub>2</sub> 排放為 9763 萬公噸。然而，從表中我們亦可以知道，在 2025 年放寬再生能源配比限制後，無課徵碳稅情況下最適配比的 CO<sub>2</sub> 排放，比課徵碳稅情況下的 CO<sub>2</sub> 排放量低，因此可知，以發展再生能源來降低碳排放的政策，會比用碳稅政策來的有效。

表 5.6：最適配比下 CO<sub>2</sub> 排放

單位：萬公噸

碳稅稅率	目前配比限制	2025 配比限制
0	9040.98	8666.53
1000	9851.12	9763.29
3000	9851.12	9711.63

資料來源：本研究計算。

## 三、夏普比率的運用

為了比較不同組合配比的表現，Bar-Lev and Katz (1976) 利用財務理論中 Sharpe-ratio 的觀念來比較不同地區其組合配比的表現，Awerbuch and Yang (2007) 雖有提到 Sharpe Ratio，但其研究中並未實際進行數字之運算。為了比較不同配比的表現之優劣，本研究亦嘗試使用 Sharpe-ratio 來比較各組合配比的表現。

夏普比率(Sharpe Ratio)之公式如下

$$S_p = \frac{E[\tilde{r}_p] - r_f}{\sigma_p} \quad (5.1)$$

其含意為投資組合中，承擔一單位風險所能獲得的風險溢酬，當每一單位的風險所能創造的風險溢酬愈高，則 Sharpe Ratio 值愈高，因此可以用來衡量投資組合的績效。在數學上，Sharpe Ratio 即為一條通過無風險報酬率  $r_f$  與效率前沿上某一點的切線之斜率。

在效率能源配比的運用中 Bar-Lev and Katz 假設  $r_f = 0$ ，本研究亦採用此一假設，故若將 Sharpe Ratio 運用於本研究中，則公式變成

$$S_i = \frac{(1/E[\tilde{C}_i])}{\sigma_i} \quad (5.2)$$

(5.2)式表示每單位風險所能創造之發電收益，因此，比較兩個能源配比的 Sharpe Ratio，其值較高者，表示該配比之每單位風險所能創造的發電收益較高。例如

$$S_p^A > S_p^B$$

則表示 A 組合配比每單位風險所能創造之發電收益較 B 組合高。

表 5.7 為本文第四章與第五章中所求之各最適配比的 Sharpe Ratio，在目前的配比限制下，則以每公噸課 3000 元碳稅下的 Sharpe Ratio 最高 (9.90)。在 2025 年的配比限制下，也是以每公噸課 3000 元碳稅下的 Sharpe Ratio 最高 (18.63)，這是因為此時效率前沿的組合風險已大幅下降，使得每單位風險所能創造的發電收益提高所致。比較目前與 2025 年的配比限制下之 Sharpe Ratio，可以發現在放寬再生能源的配比限制下，課稅情況之下的 Sharpe Ratio 較高，換言之，在較寬的再生能源配比下，課稅較能提升發電效率。

表 5.7：最適配比下之 Sharpe Ratio

碳稅	目前配比限制	2025 配比限制
0	6.52	5.32
1000	9.74	10.57
3000	9.90	18.63

資料來源：本研究計算。

#### 四、風險係數試算

根據公式(4.5)之效用函數的設定，可得風險係數為

$$A = \frac{-E[\tilde{C}] - U}{\sigma^2} \quad (5.3)$$

由於效用係指在特定風險與電力成本組合下所要求的滿足程度，換言之，效用水準即是指定在特定風險與電力成本組合下個人的願付電力成本支出（故  $U < 0$ ），因此，當願付成本大於期望電力成本（ $-U > E[\tilde{C}]$ ），則  $A > 0$ ，表示此代表性個人為風險趨避者，這是因為個人願付價格高於期望成本，表示其願意付出更高的價格以降低風險，故是為風險趨避者；反之，但願付成本小於期望電力成本（ $-U < E[\tilde{C}]$ ）時則  $A < 0$ ，表示此代表性個人為風險愛好者；同理，當願付價格等於期望電力成本時，則為風險中立者。

表 5.8 為試算當期望發電成本支出分別為每度 2.91、3.25、2.88 與 3.13 元時，不同效用水準下的風險趨避係數。表中顯示當風險為 0.0541 時期望發電成本為 2.91 元，此時對於願付成本為 2.91 元的個人而言，其風險係數為 0，表示該人為風險中立者，但是對於在相同風險下願付成本為 3.35 元的人，其風險係數為 150.47，這表示在相



同的風險(0.0541)下，他願意付更高的價格，顯示其為風險趨避者。

表 5.8：風險係數試算

期望成本 ( $E[\tilde{C}]$ )	<b>2.88</b>	<b>2.91</b>	<b>3.13</b>	<b>3.25</b>
風險( $\sigma$ )	<b>0.0567</b>	<b>0.0541</b>	<b>0.0484</b>	<b>0.0451</b>
願付電價( $-U$ )	風險係數	風險係數	風險係數	風險係數
<b>4.45</b>	488.35	526.66	564.42	589.44
<b>4.05</b>	363.93	389.86	393.38	392.96
<b>3.95</b>	332.83	355.66	350.62	343.84
<b>3.46</b>	180.41	188.09	141.10	103.15
<b>3.36</b>	150.08	154.75	99.41	55.26
<b>3.25</b>	115.09	116.27	51.31	<b>0.00</b>
<b>3.13</b>	77.76	75.24	<b>0.00</b>	-58.94
<b>3.05</b>	52.88	47.88	-34.21	-98.24
<b>2.91</b>	9.33	<b>0.00</b>	-94.07	-167.01
<b>2.88</b>	<b>0.00</b>	-10.26	-106.90	-181.75

資料來源：本研究計算。

## 五、現行電力配比之經濟效率分析

本小節以 2003~2014 年之平均成本與各類發電成本間的共變異數矩陣及 2015 年的台電公司實際毛發電量（175,550.7 百萬度，不含汽電共生）估算台電公司 2015 年的總成本及實際配比下的風險<sup>11</sup>，並與前述估算之 2025 年最適配比下的風險與總成本進行比較，以探討最適配比與現行配比的成本（每度與總供電成本）與風險在經濟效率上之差異。並且以該公司年總發電量，估算供電總成本的差異額度，以說明這是廢核以及大力推廣再生能源必須多付出的最經濟有效的成本代價。

計算之結果如表 5.9 所示，顯示相對 2025 年之最適配比，由於大量引進再生能源可使整體能源配比的風險由 0.0683 降至 0.0637。另外，若考慮課徵碳稅的情況，由圖 5.3 可知，課稅將使發電平均成本更為上升，因此在 2025 年的目標配比下，課稅將使供電總成本更為提高由每度 2.22 元上升至 2.97 元，消費者的效用將大幅地降低，因此如何使用碳稅收入來彌補消費者的效用損失就格外具有政策意涵。

在 CO<sub>2</sub> 排放方面，依據本研究表 4.5 的排放係數估算，2015 年的排放量為 9,065 萬公噸（台電公司公佈之 2015 年火力發電之 CO<sub>2</sub> 排放為 8,533 萬公噸）<sup>12</sup>，2025 年最適配比下的 CO<sub>2</sub> 排放降低為 8,850(萬公噸)，約減少了 216 萬公噸，此顯示擴大再生能源之配比，使得化石能源配比下降，可降低 CO<sub>2</sub> 排放。

---

<sup>11</sup> 175,550.7 百萬度(1,755.5 億度)係能源局公佈之台電民國 104 年之毛發電量，若依據台電公司網頁公佈之資料，其 104 年公佈之發購電量為 2,191 億度，兩者之差距係因前不者含台電之購電量。

<sup>12</sup> 台電公司網頁：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-e14.aspx?LinkID=15](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-e14.aspx?LinkID=15)

表 5.9：2015 配比與 2025 最適配比的經濟效率比較

	每度成本 (元/度)	2015 年 實際配比	2015 年 發電量 (百萬度)		每度成本 (元/度)	2025 年 最適配比	2025 年 發電量 (百萬度)
燃油	4.52	6.57%	11,535.3	燃油	4.52	5.00%	8,777.5
燃煤	1.39	33.78%	59,306.0	燃煤	1.39	34.30%	71,063.0
燃氣	3.27	34.24%	60,103.2	燃氣	3.27	33.40%	47,784.9
核能	1.15	20.78%	36,471.1	慣常水力	1.51	3.00%	5,266.5
慣常水力	1.51	2.48%	4,358.5	抽蓄發電	2.80	3.00%	5,266.5
抽蓄發電	2.80	1.73%	3,035.0	陸域風力	2.87	0.00%	0.0
風力	2.87	0.41%	716.5	離岸風力	5.39	15.00%	26,332.6
太陽能	10.88	0.01%	25.2	太陽能	3.77	6.30%	11,059.7
<b>平均成本</b>	<b>2.22</b>			<b>平均成本</b>	<b>2.97</b>		
<b>風險</b>	<b>0.0683</b>			<b>風險</b>	<b>0.0637</b>		
<b>碳排放</b>	<b>9,065.7 (萬公噸)</b>				<b>8,849.6 (萬公噸)</b>		
<b>總成本</b>	<b>107,600.8 (百萬元)</b>			<b>總成本</b>	<b>112,651.8 (百萬元)</b>		

資料來源：2015 年發電度數取自能源局

[http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web\\_book/wHandWebReports\\_File.ashx?type=pdf&book\\_code=M\\_CH&chapter\\_code=K&report\\_code=04](http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web_book/wHandWebReports_File.ashx?type=pdf&book_code=M_CH&chapter_code=K&report_code=04)；2025 年最適配比為本研究計算。

## 陸、主要發現與結論

財務理論中之投資組合的分析方法在 1970 年代引入電力部門的電源規劃研究，將電力資源配比結構看成是一種資產組合，同時考慮了能源成本與風險的結構最適化分析，研究在面對未來的風險不確定時，如何實現同等成本下的最低風險水準之最優電力資源配比目標，使能源策略規劃的重點從傳統技術的開發評估轉移到加入再生能源技術的能源組合和策略的制定上。這些研究指出，電源結構最適化過程應該放棄尋找最低成本的替代方案，而是尋求開發有效率的發電資源組合，而所謂有效率的電力能源組合應該具備如下兩個性質：(1)在既定的風險水準下，整體電力資源組合的預期成本最低或報酬最高；或(2)在每個預期成本（或預期報酬）水準上，整體電力資源組合的風險最小。

本研究參考上述方法以財務投資組合理論中的均異分析 MVA 方法，使用台電公司近 12 年之資料和專家對未來成本的判斷，並引入效用函數的觀念，探討在考慮發電成本與風險時的最適能源配比。研究結果顯示在既定的偏好下，若在課徵碳稅會影響發電成本間的相互關係時，在課既定的碳稅額度下會使發電成本提高的同時，可以將發電配比移至風險較低的能源（如煤炭）來抵換發電報酬的下降，故此時課徵既定的碳稅並不會減少高碳排放能源的使用，因此也無法降低 CO<sub>2</sub> 的排放。然而，若以擴大再生能源配比的方式，則不需課徵碳稅即可降低 CO<sub>2</sub> 的排放，但其代價為每度發電成本將會提高。

本研究同時考慮並分析了各發電技術的能源成本、風險、效用水準、碳稅與碳排放間的關係，所得之主要結論整理如下：

- 電力公司可經由能源配比的調整來進行整體發電成本與風險間的相互抵換。
- 碳稅的課徵會提高發電成本，但亦有可能降低能源組合風險。
- 若課碳稅會影響發電成本間的相互關係，則在本研究設定的額度碳稅水準下仍將難以降低碳排放。
- 欲使用課碳稅來減少碳排放的關鍵在於必須減少化石能源，特別是減少燃煤，才能降低碳排放，因此碳稅的高低、其他低碳替代能源的可行性和政府的減碳政策是重要關鍵因素。
- 對於福利水準而言，由於碳稅的課徵使預期發電成本提高，若無法大幅降低整體電源組合風險，則個人效用水準將會顯著降低。
- 目前再生能源的成本仍相對較高，占整體能源使用的比率低，是課碳稅（即使每噸 3000 元的碳稅水準）仍無法降低使用化石能源的主因。但在 2025 年再生能源配比限制放寬以及其期望成本降低之下，化石能源的配比即可以下降，碳排放亦可下降，效率配比組合的風險下降，但效率配比的組合成本將大幅高於目前的情況。

本研究的政策意涵在於：

- (1) 政府在制訂碳稅政策時應考量碳稅的課徵對於不同能源間成本替代效果的影響，有效的碳稅必須能讓高排放的能源被低排放的能源所取代，否則碳稅僅是一項增加稅收的財務工具而已，於減排並無實質有效的成果。
- (2) 進行課徵碳稅政策的同時，必須同時有擴大再生能源發電佔比上限的配套措施。
- (3) 課徵碳稅可能使 CO<sub>2</sub> 排放降低，但亦會降低效用水準，因此

碳稅政策的實施應同時考量對其他稅賦進行減免以緩解人民的效用減損，此外，亦應利用碳稅的收入進行節能減碳和消除能源貧窮社會安全的財政支出，以達到能源稅或碳稅的雙重紅利效果。

在上述情況下，課徵碳稅才能有效減少高污染能源的使用，以及才能真正減少 CO<sub>2</sub> 排放和維持原來的效用水準不變。

最後，關於本研究的限制主要包括：

- (1) 本研究因無法取得民間電廠發電成本資料，亦即，並無考慮台電之購電成本資料，因此僅能基於台電公司自行發電之成本資料進行分析，並無考慮加入民間發電的配比。
- (2) 政府 2025 年的再生能源推廣計畫中尚包括生質能、地熱能與燃料電池等，本研究並未列入考慮，後續研究可以加入。
- (3) CO<sub>2</sub> 排放係數可能因發電效率的變化而每年或有不同，但因無法取得歷年各類發電能源的排放係數，故本研究採用固定排放數，所求出之 CO<sub>2</sub> 排放與實際排放數值會有差異，因此僅適用於探討電源配比變動後 CO<sub>2</sub> 排放的增減變化。
- (4) 效用函數中對於風險係數值的設定會影響最適配比的選擇，故本研究所得之最適配比可能因決策者或消費者的風險態度不同而有變化。
- (5) 本研究主要採用數量分析方法，對於可能改變最適配比的質性因素如其他非財務性風險，並未考慮，可留待後續研究探討。

## 柴、参考文献

1. Allais, M. (1953), “Le Comportement de l’Homme Rationnel devant le Risque: Critique des Postulats et Axiomes de l’Ecole Americaine,” *Econometrica*, Vol. 21, No. 4 (Oct., 1953), pp. 503-546.
2. Arnesano, M; Carlucci, A.P; Laforgia, D., 2012. Extension of portfolio theory application to energy planning problem – The Italian case. *Energy*, Vol. 39 (1) pp. 112-124.
3. Arrow, Kenneth J. (1970). “Essays in the theory of risk-bearing”. Amsterdam: North-Holland Pub. Co. ISBN 9780720430479.
4. Awerbuch S. and Berger, M. (2003). Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making, IEA Report Number EET/2003/03, Paris: February.
5. Awerbuch, S. and Yang, S. (2007). “Efficient electricity generating portfolios for Europe: 102ndustrial energy security and climate change mitigation” EIB Papers 7/2007, European Investment Bank, Economics Department.
6. Bar-Lev, D. and Katz, S. (1976). “A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry.” *Journal of Finance*, June 31(3): 933-947.
7. Bhattacharya, A; Kojima, S., 2010. Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy*, Vol 40, pp. 69-80.
8. Bhattacharyya, S.C., Timilsina, G.R. (2009). Energy demand models for policy formulation: a comparative study of energy demand models. Policy Research Working Paper Series 4866, The World Bank.
9. Böhringer, C., and A. Löschel. 2006. Computable general equilibrium models for sustainability impact assessment: status quo and prospects. *Ecological Economics*, 60:49-64.
10. Checchi, A., Behrens, A. and Egenhofer, C. (2009) “Long-Term Energy Security Risks for Europe: A Sector-Specific Approach”, Brussels: Centre for European Policy Studies (CEPS).
11. Clingendael International Energy Programme – CIEP (2004) *Study on Energy Supply Security and Geopolitics: Final report*, The Hague: CIEP.
12. David von Hippel. Energy Security Analysis, A New Framework.

[Http://www.energycommunity.org/reCOMMEND/reCOMMEND2.pdf](http://www.energycommunity.org/reCOMMEND/reCOMMEND2.pdf)

13. Doukas, H., Flamos, A. and Psarras, J. (2011) “Risks on Security of Oil and Gas Supply”, *International Scientific Journal: Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy*, forthcoming.
14. ECA (2009), *Shaping Climate-Resilient Development: a framework for decision-making*, Economics of Climate Adaptation, GF2009.
15. *Energy Security for the EU in the 21<sup>st</sup> Century: Markets, Geopolitics and Corridors*, edited by Jose’ Mari’ a Mari’n-Quemada, Javi’er Garcí’a-Verdugo, and Gonzalo Escríbano, 2012.
16. European Commission (2000) “Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply”, COM (2000) 769 final, Brussels.
17. European Commission (2000) “Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply”, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
18. Garcia-Verdugo and Enrique San-Martin, 2012, *Risk Theory Applied to Energy Security: a Typology of Energy Risks*. Chapter 7 in the book “Energy Security for the EU in the 21<sup>st</sup> Century”, edited by José María Marín Quemada, Javier García-Verdugo, Gonzalo Escribano (2012). Routledge. London.
19. Gary E. Bond and Bernard Wonder (1980). “Risk Attitudes Amongst Australian Farmers”, *Australian Journal of Agricultural Economics*, 1980, vol. 24, issue 01.
20. Gnansounou, E. (2008) “Assessing the Energy Vulnerability: Case of 103 industrialized countries”, *Energy policy*, 36(10):3734-3744.
21. Hans P. Binswanger (1980). “Attitudes toward Risk Experimental Measurement in Rural India”, *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 62(3), pp. 395-407.
22. Huang, Chi-fu, and Robert H. Litzenger, 1988, *Foundations for Financial Economics*.
23. Institute for 21<sup>st</sup> Century Energy • U.S. Chamber of Commerce (2013). “Index of U.S. Energy Security Risk : Assessing America’s Vulnerabilities in a Global Energy Market”, U.S. Chamber of Commerce.
24. International Energy Agency – IEA (2007a) *World Energy Outlook 2007: China and India insights*, Paris:OECD/IEA.



25. John W. Pratt (1964). "Risk Aversion in the Small and in the Large," *Econometrica*, 32 : 122-136.
26. José María Marín Quemada, Javier García-Verdugo, Gonzalo Escribano (2012), "Energy Security for the EU in the 21<sup>st</sup> Century", Routledge. London.
27. Kruyt' B., D. P. van Vuuren' H. J. M. de Vries' H. Groenenberg (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy*' 37(6)' pp.2166-2181.
28. Kahneman, Daniel; Tversky, Amos (1979). "Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk" (PDF). *Econometrica* 47 (2): 263-291.
29. Losekann, L., Marrero, G. A., Ramos-Real, F. J., Almeida, E. L. F. (2013). Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. *Energy Policy* ,v.62, p.301–314, 2013.
30. Manzano, B. and L. Rey (2012), "The Welfare Cost of Energy Insecurity," *Economics for Energy*, Working Paper fa07-2012.
31. Markowitz, H. (1952), "Portfolio Selection," *The Journal of Finance*, 7: 77-91.
32. Neumann, John von and Morgenstern, Oskar (1953). "Theory of Games and Economic Behavior". Princeton, NJ. Princeton University Press.
33. Online, available at: [www.prsgroup.com/ICRG\\_Methodology.aspx](http://www.prsgroup.com/ICRG_Methodology.aspx).
34. Online, available at: [www.freedomhouse.org/template.cfm?page=594](http://www.freedomhouse.org/template.cfm?page=594).
35. Online, available at: [www.systemicpeace.org/polity/polity06.htm](http://www.systemicpeace.org/polity/polity06.htm).
36. Online, available at: [www.heritage.org/index/](http://www.heritage.org/index/).
37. Online, available at: [www.visionofhumamity.org/gpi-data/#/2010/scor](http://www.visionofhumamity.org/gpi-data/#/2010/scor).
38. Online, available at: <http://info.worldbank.org/governance/wgi/resources.htm>.
39. Roques, F. A., D.M. Newbery, and , WJ Nuttall (2008). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean-Variance Portfolio theory approach. *Energy Economics* 30, 1831-1849.
40. Shimon Awerbuch with Martin Berger (2003). "APPLYING PORTFOLIO THEORY TO EU ELECTRICITY PLANNING AND POLICY-MAKING". IEA/EET Working Paper.
41. Simon, H.A. (1972). Theories of bounded rationality. In C.B. McGuire and R. Radner (Eds.), *Decision and organization: A volume in honor of Jacob Marschak* (Chap. 8). Amsterdam: North-Holland.
42. Ssu-li Chang, Tseng-Yu Chen, Jen-yi Hou (2015). "Energy Security and

- Electricity Supply Planning in Taiwan-An Application of Multi-objective Programming Model (MultEEE) “.
43. Sovacool, B.K. 2011. Evaluating energy security in the Asia Pacific: Towards a more comprehensive approach. *Energy Policy*, 39(11):7472-7497.
  44. Tversky, Amos; Kahneman, Daniel (1986). “Rational Choice and the Framing of Decisions” (PDF). *The Journal of Business* 59 (S4): S251-278.
  45. Tversky, Amos; Daniel Kahneman (1992). “Advances in prospect theory: Cumulative representation of uncertainty”. *Journal of Risk and Uncertainty* 5 (4): 297–323.
  46. Turan Binici, Ali Koc, Ahmet Bayaner (2001), The Risk Attitudes of Farmers and The Socioeconomic Factors Affecting them: A case study for lower Seyhan Plain farmers in Adana Province, Turkey, Working Paper 2001-1, Ohio State University.
  47. United Nations Development Program – UNDP (2000) *World Energy Assessment: Energy the Challenge of Sustainability*, New York: United Nations.
  48. Vithayasrichareon P, MacGill I F. A Monte Carlo based decision-support tool for assessing generation portfolios in future carbon constrained electricity industries[J]. *Energy Policy*, 2012, 41:374-392.
  49. Vivoda, V 2010, ‘Evaluating Energy Security in the Asia-Pacific Region: A Novel Methodological Approach’, *Energy Policy*, Vol. 38, No. 9, pp. 5258 – 5263.
  50. Wu J, H. and Y. H. Huang (2014), “Electricity Portfolio Planning Model Incorporating Renewable Energy Characteristics,” *Applied Energy*, 119, 278-287.
  51. Zhu L, Fan Y, Optimization of China’s generating portfolio and policy implications based on portfolio 56 theory, *Energy* 35 (3) (2010) pages 1391-1402.
  52. 王京明、石榮豐，2011，「台灣氣候變遷調適政策與措施優先排序方法之引用」，*碳經濟*，第21期，第36-50頁。
  53. 王京明等，2015，「台電因應氣候變遷風險與不確定性下之調適決策與風險管理研析」，台灣電力公司。
  54. 王鈺惠，2010，「台灣電力部門供給面減碳政策效益評估」，碩士論文，成功

大學資源工程學系。

55. 台灣電力公司，2015，「台電公司風險管理實施方案」，台灣電力公司企劃處編印。
56. 朱證達，2015，「Taiwan 2050 Calculator-工具特色介紹與電力系統」，中技社專家座談會。
57. 宋明哲，2012，風險管理新論-全方位與整合，五南出版社，台灣。
58. 李堅明、李冠晨、葉鈞喬，2015，「臺灣永續發電配比決策模式之研究－應用資產組合理論」，能源簡析。
59. 周賓皇、池祥萱、周冠男、龔怡霖，行為財務學：文獻回顧與展望，證券市場發展季刊，2002年，14:2，1-48。
60. 梁啟源、鄭睿合、郭博堯、郭箴誠，2015，「我國最適電力配比之研究」，台灣能源期刊Journal of Taiwan Energy，2:4，481-496。
61. 郭瑾瑋、周裕豐、洪明龍、劉子衡，2015，「應用臺灣TIMES模型進行我國長期電力供需規劃」，台灣能源期刊Journal of Taiwan Energy，2:4，363-382。
62. 楊秉訓，2013，不確定與經濟決策，翰蘆圖書出版有限公司，台灣。
63. 潘慈暉，2003，展望理論相關文獻回顧，Journal of China Institute of Technology Vol.28。
64. 顏君聿，2012，國際能源安全管理課題及其趨勢演變，能源報導，經濟部能源局。
65. 賴正文，1999，「電力供給模型之建立及其應用之研究」，“，南榮學報，3，9-20。
66. 鍾雨璇，2014，「臺灣發電業最適電力配比之研究」，碩士論文MA Thesis，成功大學資源工程學系。
67. 經濟部能源局，2015，「能源開發政策評估說明書」，經濟部能源局。
68. 劉哲良、王鈺惠、陳家榮，2015，「電廠碳排放標準對我國電力業之成本與碳排放衝擊評析」，綠色經濟電子期刊Green Economy，1:1，A1-A16。

## 網頁資料

1. IEA (2015), Energy Must be at the Core of a COP21 Accord, or Else Climate Effort Risks Failure. Available from:

<http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2015/december/energy-must-be-at-the-core-of-a-cop21-agreement-or-else-climate-effort-risks-failure.html>

2. UNFCCC (2015), Paris Agreement Adopted. Available from:  
[http://unfccc.int/documentation/documents/advanced\\_search/items/6911.php?preref=600008831](http://unfccc.int/documentation/documents/advanced_search/items/6911.php?preref=600008831)
3. 行政院環保署 <http://www.ghginfo.org.tw/cbprice1.php>

## 捌、附表

附表 1：課徵每公噸 1000 元碳稅時  $1/\tilde{C}$  的共變異數

	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能
燃油	0.0043	0.0024	0.0019	0.0023	-0.0060	0.0026	0.0051	-0.0002
燃煤	0.0024	0.0024	0.0010	-0.0024	-0.0036	0.0008	0.0031	0.0001
天然氣	0.0019	0.0010	0.0009	0.0013	-0.0031	0.0009	0.0022	-0.0001
核能	0.0023	-0.0024	0.0013	0.0248	-0.0010	0.0062	0.0016	-0.0011
慣常水力	-0.0060	-0.0036	-0.0031	-0.0010	0.0135	-0.0010	-0.0076	0.0005
抽蓄發電	0.0026	0.0008	0.0009	0.0062	-0.0010	0.0041	0.0033	-0.0003
風力	0.0051	0.0031	0.0022	0.0016	-0.0076	0.0033	0.0080	0.0000
太陽能	-0.0002	0.0001	-0.0001	-0.0011	0.0005	-0.0003	0.0000	0.0003

資料來源：本研究計算。

附表 2：課徵每公噸 3000 元碳稅時的  $1/\tilde{C}$  共變異數

	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能
燃油	0.0014	0.0004	0.0006	0.0015	-0.0035	0.0015	0.0029	-0.0001
燃煤	0.0004	0.0002	0.0002	-0.0007	-0.0011	0.0003	0.0010	0.0000
天然氣	0.0006	0.0002	0.0003	0.0008	-0.0018	0.0005	0.0013	0.0000
核能	0.0015	-0.0007	0.0008	0.0248	-0.0010	0.0062	0.0016	-0.0011
慣常水力	-0.0035	-0.0011	-0.0018	-0.0010	0.0135	-0.0010	-0.0076	0.0005
抽蓄發電	0.0015	0.0003	0.0005	0.0062	-0.0010	0.0041	0.0033	-0.0003
風力	0.0029	0.0010	0.0013	0.0016	-0.0076	0.0033	0.0080	0.0000
太陽能	-0.0001	0.0000	0.0000	-0.0011	0.0005	-0.0003	0.0000	0.0003

資料來源：本研究計算。

附表 3：2025 年之估計  $1/\tilde{C}$  之共變異數—無碳稅

	燃油	燃煤	天然氣	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能	離岸風力
燃油	0.0088	0.0106	0.0037	-0.0087	0.0036	0.0073	-0.0002	-0.0007
燃煤	0.0106	0.0224	0.0041	-0.0110	0.0026	0.0097	0.0003	-0.0008
天然氣	0.0037	0.0041	0.0018	-0.0043	0.0012	0.0031	-0.0001	-0.0004
慣常水力	-0.0087	-0.0110	-0.0043	0.0135	-0.0010	-0.0076	0.0005	0.0000
抽蓄發電	0.0036	0.0026	0.0012	-0.0010	0.0041	0.0033	-0.0003	-0.0006
風力	0.0073	0.0097	0.0031	-0.0076	0.0033	0.0080	0.0000	-0.0006
太陽能	-0.0002	0.0003	-0.0001	0.0005	-0.0003	0.0000	0.0011	0.0002
離岸風力	-0.0005	-0.0004	-0.0002	0.0004	-0.0004	-0.0004	0.0002	0.0000

資料來源：本研究計算。

附表 4：2025 年之估計  $1/\tilde{C}$  之共變異數—碳稅稅率 1000 元/公噸

	燃油	燃煤	天然氣	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能	離岸風力
燃油	0.0043	0.0024	0.0019	-0.0060	0.0026	0.0051	-0.0002	-0.0005
燃煤	0.0024	0.0024	0.0010	-0.0036	0.0008	0.0031	0.0000	-0.0003
天然氣	0.0019	0.0010	0.0009	-0.0031	0.0009	0.0022	-0.0001	-0.0003
慣常水力	-0.0060	-0.0036	-0.0031	0.0135	-0.0010	-0.0076	0.0002	0.0000
抽蓄發電	0.0026	0.0008	0.0009	-0.0010	0.0041	0.0033	-0.0003	-0.0006
風力	0.0051	0.0031	0.0022	-0.0076	0.0033	0.0080	-0.0001	-0.0006
太陽能	-0.0002	0.0000	-0.0001	0.0002	-0.0003	-0.0001	0.0011	0.0002
離岸風力	-0.0004	-0.0001	-0.0001	0.0004	-0.0004	-0.0004	0.0002	0.0000

資料來源：本研究計算。

附表 5：2025 年之估計  $1/\tilde{C}$  之共變異數—碳稅稅率 3000 元/公噸

	燃油	燃煤	天然氣	慣常水力	抽蓄發電	風力	太陽能	離岸風力
燃油	0.0014	0.0004	0.0006	-0.0035	0.0015	0.0029	-0.0001	-0.0003
燃煤	0.0004	0.0002	0.0002	-0.0011	0.0003	0.0010	0.0000	-0.0001
天然氣	0.0006	0.0002	0.0003	-0.0018	0.0005	0.0013	0.0000	-0.0002
慣常水力	-0.0035	-0.0011	-0.0018	0.0135	-0.0010	-0.0076	0.0002	0.0000
抽蓄發電	0.0015	0.0003	0.0005	-0.0010	0.0041	0.0033	-0.0003	-0.0006
風力	0.0029	0.0010	0.0013	-0.0076	0.0033	0.0080	-0.0001	-0.0006
太陽能	-0.0001	0.0000	0.0000	0.0005	-0.0003	0.0000	0.0011	0.0002
離岸風力	-0.0002	0.0000	-0.0001	0.0004	-0.0004	-0.0004	0.0002	0.0000

資料來源：本研究計算。

附表 6-1：燃油與燃煤之成本相關係數

		燃油						
燃煤		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	0.7462	-0.0970	0.3826	0.6551	0.1093	-	0.7394
	折舊	-0.9632	0.4334	-0.5316	-0.7009	-0.7077	-	-0.9645
	維護	-0.0332	-0.3136	0.4015	-0.1334	0.0599	-	-0.0308
	利息	-0.5599	0.5730	-0.1137	-0.1198	-0.3976	-	-0.5451
	其他	-0.1856	-0.0270	-0.4559	-0.2744	0.3168	-	-0.1854
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.6595	-0.0492	0.3053	0.5808	0.0472	-	0.6518

資料來源：本研究計算。

附表 6-2：燃油與燃氣之成本相關係數

		燃油						
燃氣		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	0.9243	-0.0365	0.3305	0.6414	0.5132	-	0.9261
	折舊	-0.9149	0.2534	-0.3106	-0.5020	-0.6532	-	-0.9135
	維護	-0.3298	0.1838	-0.1367	-0.5291	-0.5699	-	-0.3402
	利息	-0.0382	0.6376	-0.0342	0.0643	-0.5900	-	-0.0385
	其他	-0.5032	-0.1437	-0.4297	-0.4937	0.2723	-	-0.4983
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.9083	0.0117	0.3149	0.6329	0.4676	-	0.9100

資料來源：本研究計算。

附表 6-3：燃油與核能之成本相關係數

		燃油						
核能		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	0.6232	-0.4862	0.3793	0.3225	0.8296	-	0.6315
	折舊	-0.7677	0.0974	-0.3923	-0.5512	-0.2149	-	-0.7627
	維護	0.4630	-0.7682	0.3470	0.2817	0.8410	-	0.4670
	利息	0.5155	-0.3743	0.2875	0.2039	0.7194	-	0.5239
	其他	-0.2120	-0.4341	0.0509	-0.0947	0.4592	-	-0.2035
	後端	-0.5973	0.3973	-0.3342	-0.2712	-0.7471	-	-0.6051
	總成本	0.3911	-0.5029	0.3016	0.1622	0.8090	-	0.4022

資料來源：本研究計算。

附表 6-4：燃油與慣常水力之成本相關係數

		燃油						
慣常水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.6683	-0.2938	-0.0993	-0.3955	-0.1506	-	-0.6655
	維護	-0.7442	-0.1957	-0.1303	-0.5471	-0.3461	-	-0.7450
	利息	-0.2293	-0.1938	-0.0203	0.0640	0.0337	-	-0.2256
	其他	-0.8540	-0.0455	-0.2356	-0.5388	-0.3444	-	-0.8512
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.7381	-0.2080	-0.1449	-0.4476	-0.2329	-	-0.7355

資料來源：本研究計算。

附表 6-5：燃油與抽蓄水力之成本相關係數

		燃油						
抽蓄水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.5930	0.1056	-0.0823	-0.3029	-0.4976	-	-0.5932
	維護	0.4033	-0.4825	0.4614	0.4803	0.6184	-	0.4135
	利息	-0.1372	0.6204	-0.2754	-0.0414	-0.5748	-	-0.1421
	其他	0.6208	-0.6625	0.3370	0.3812	0.5722	-	0.6173
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.5949	-0.7027	0.3622	0.3839	0.5523	-	0.5914

資料來源：本研究計算。



附表 6-6：燃油與風力之成本相關係數

		燃油						
風力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	0.8135	-0.0392	0.4342	0.6807	0.2741	-	0.8143
	維護	0.3600	-0.5561	0.5749	0.1741	0.2626	-	0.3624
	利息	0.2829	0.6631	-0.2662	0.1688	-0.3401	-	0.2759
	其他	0.1283	-0.0388	0.6018	0.3487	0.4025	-	0.1531
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.8178	-0.1546	0.5626	0.6637	0.3166	-	0.8207

資料來源：本研究計算。

附表 6-7：燃油與太陽光電之成本相關係數

		燃油						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.7098	0.7591	-0.1177	-0.2189	-0.7741	-	-0.6931
	維護	0.7616	-0.6328	0.2155	0.0973	0.8801	-	0.7599
	利息	-0.3894	0.8783	-0.2848	0.0201	-0.5948	-	-0.3806
	其他	0.6122	-0.7211	0.0640	-0.0801	0.7900	-	0.5990
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.6198	0.7457	-0.1332	-0.2017	-0.6895	-	-0.6038

資料來源：本研究計算。

表 6-8：燃煤與燃氣之成本相關係數

		燃煤						
燃氣		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	0.6240	-0.8682	-0.3331	-0.4003	-0.0361	-	0.5459
	折舊	-0.5565	0.9267	0.1264	0.6895	-0.0907	-	-0.4839
	維護	0.0517	0.3687	0.5670	-0.0982	-0.4647	-	0.0823
	利息	0.3648	0.2696	-0.2783	0.3619	-0.3386	-	0.4062
	其他	-0.6549	0.3910	-0.1717	0.1386	0.8002	-	-0.5874
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.6343	-0.8376	-0.3547	-0.3583	-0.0590	-	0.5587

資料來源：本研究計算。

表 6-9：燃煤與核能之成本相關係數

		燃煤						
核能		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	0.0535	-0.7329	-0.1108	-0.4170	0.0922	-	-0.0498
	折舊	-0.8675	0.6806	-0.1835	0.5793	0.2518	-	-0.8394
	維護	0.0447	-0.6228	0.1905	-0.6441	0.3838	-	-0.0001
	利息	-0.0301	-0.6085	-0.2097	-0.3223	0.0745	-	-0.1291
	其他	-0.5889	0.0117	0.2221	0.0512	0.5218	-	-0.5840
	後端	-0.0512	0.6879	0.1882	0.3834	-0.0378	-	0.0544
	總成本	-0.2203	-0.5470	-0.1184	-0.2908	0.2238	-	-0.3116

資料來源：本研究計算。

表 6-10：燃煤與慣常水力之成本相關係數

		燃煤						
慣常水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.6463	0.5704	0.1838	0.2061	0.2085	-	-0.6003
	維護	-0.5360	0.6754	0.4026	0.1325	0.0585	-	-0.4714
	利息	-0.3003	0.2284	-0.2281	0.2287	0.3020	-	-0.2683
	其他	-0.6533	0.7964	0.2325	0.3915	0.2082	-	-0.5707
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.6416	0.6591	0.2058	0.2686	0.2041	-	-0.5806

資料來源：本研究計算。

表 6-11：燃煤與抽蓄水力之成本相關係數

		燃煤						
抽蓄水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.1639	0.6501	0.4871	0.3595	0.0697	-	-0.0516
	維護	-0.1309	-0.5671	0.0762	-0.1542	0.1486	-	-0.2158
	利息	0.2714	0.3621	-0.2853	0.3346	0.0658	-	0.3643
	其他	0.2045	-0.7171	-0.1382	-0.7012	-0.0989	-	0.0980
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.2011	-0.6899	-0.0818	-0.7023	-0.0895	-	0.1022

資料來源：本研究計算。

表 6-12：燃煤與風力之成本相關係數

		燃煤						
風力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	0.6838	-0.7526	-0.0607	-0.2605	-0.3107	-	0.6084
	維護	0.3769	-0.3668	0.4619	-0.5478	-0.3629	-	0.3371
	利息	0.4628	-0.0712	-0.5061	0.1749	-0.0254	-	0.4896
	其他	-0.0623	-0.1650	0.2517	0.3837	0.0749	-	-0.0720
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.7106	-0.7556	0.0635	-0.3345	-0.3573	-	0.6374

資料來源：本研究計算。

表 6-13：燃煤與太陽光電之成本相關係數

		燃煤						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	0.4150	0.8494	0.0213	0.4942	-0.6130	-	0.3820
	維護	-0.6721	-0.8241	-0.2332	-0.2969	0.3985	-	-0.6634
	利息	0.5688	0.7169	-0.2744	0.6237	-0.2477	-	0.5534
	其他	-0.5718	-0.7231	-0.0547	-0.5342	0.4348	-	-0.5417
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.3783	0.7898	-0.0508	0.4990	-0.5524	-	0.3474

資料來源：本研究計算。

表 6-14：燃氣與核能之成本相關係數

		燃氣						
核能		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	0.6217	-0.6820	-0.4756	-0.4153	0.1099	-	0.5938
	折舊	-0.7078	0.8027	-0.1129	-0.0602	0.6006	-	-0.6896
	維護	0.3095	-0.5718	-0.3580	-0.7615	0.3178	-	0.2519
	利息	0.5699	-0.5859	-0.4358	-0.3021	0.1480	-	0.5533
	其他	-0.2780	0.1009	-0.4260	-0.6433	0.5413	-	-0.3264
	後端	-0.6340	0.6595	0.4268	0.3169	-0.0798	-	-0.6150

總成本	0.4068	-0.4880	-0.5128	-0.5174	0.3225	-	0.3748
-----	--------	---------	---------	---------	--------	---	--------

資料來源：本研究計算。

表 6-15：燃氣與慣常水力之成本相關係數

		燃氣						
慣常水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.7447	0.6605	-0.0387	-0.1396	0.4567	-	-0.7590
	維護	-0.8753	0.7423	0.3504	-0.1122	0.3518	-	-0.8833
	利息	-0.1957	0.2838	-0.5746	0.2174	0.2625	-	-0.1991
	其他	-0.9060	0.8420	0.1233	-0.0330	0.4786	-	-0.9098
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.8085	0.7340	0.0238	-0.0814	0.4572	-	-0.8182

資料來源：本研究計算。

表 6-16：燃氣與抽蓄水力之成本相關係數

		燃氣						
抽蓄水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.7032	0.7017	0.3352	0.2320	0.0909	-	-0.6907
	維護	0.2970	-0.3656	-0.5587	-0.5182	0.0032	-	0.2533
	利息	0.0262	0.2112	-0.0152	0.8877	-0.2276	-	0.0743
	其他	0.5477	-0.6631	-0.3034	-0.3387	-0.1299	-	0.5148
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.5000	-0.6210	-0.2987	-0.3258	-0.1327	-	0.4660

資料來源：本研究計算。

表 6-17：燃氣與風力之成本相關係數

		燃氣						
風力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	0.8071	-0.7035	-0.1330	0.0984	-0.6148	-	0.8116
	維護	0.1577	-0.2648	0.2809	-0.0852	-0.2556	-	0.1478
	利息	0.5178	-0.2539	-0.1032	0.7553	-0.3848	-	0.5656
	其他	0.0956	0.0041	-0.4716	0.0107	-0.0237	-	0.0863
	後端	-	-	-	-	-	-	-

總成本	0.7687	-0.6843	-0.0845	0.1192	-0.6165	-	0.7724
-----	--------	---------	---------	--------	---------	---	--------

資料來源：本研究計算。

表 6-18：燃氣與太陽光電之成本相關係數

		燃氣						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.3710	0.8020	0.4343	0.8854	-0.6216	-	-0.2541
	維護	0.5538	-0.7217	-0.5518	-0.6223	0.6937	-	0.4816
	利息	0.0121	0.5736	0.0492	0.9525	-0.3589	-	0.1352
	其他	0.3370	-0.7036	-0.3628	-0.6784	0.6981	-	0.2477
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.2740	0.7328	0.3415	0.8836	-0.5310	-	-0.1569

資料來源：本研究計算。

表 6-19：核能與慣常水力之成本相關係數

		核能						
慣常水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.1842	0.7239	0.0581	-0.1410	0.5589	0.2165	0.0622
	維護	-0.4182	0.5543	-0.0381	-0.3813	0.3179	0.4408	-0.2074
	利息	0.0679	0.5476	0.0204	0.1131	0.4499	-0.0473	0.2132
	其他	-0.4608	0.7430	-0.1881	-0.4082	0.4584	0.4879	-0.2170
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.2919	0.7316	-0.0339	-0.2434	0.5141	0.3213	-0.0461

資料來源：本研究計算。

表 6-20：核能與抽蓄水力之成本相關係數

		核能						
抽蓄水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.7064	0.2593	-0.2904	-0.7093	0.1807	0.7471	-0.5862
	維護	0.5277	-0.0637	0.6715	0.4023	0.5920	-0.4276	0.5805
	利息	-0.5260	-0.0254	-0.6388	-0.4406	-0.4421	0.4644	-0.5830
	其他	0.7748	-0.2669	0.6504	0.7378	0.0857	-0.7741	0.7051
	後端	-	-	-	-	-	-	-

總成本	0.7387	-0.2537	0.6676	0.6961	0.1283	-0.7301	0.6813
-----	--------	---------	--------	--------	--------	---------	--------

資料來源：本研究計算。

表 6-21：核能與風力之成本相關係數

		核能						
風力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	0.3289	-0.7394	0.1540	0.2510	-0.2968	-0.3326	0.1094
	維護	0.3441	-0.3451	0.4323	0.3172	-0.1247	-0.3473	0.2734
	利息	-0.1640	-0.2980	-0.5517	-0.0904	-0.6167	0.0782	-0.3342
	其他	0.2194	0.1296	0.1437	0.1579	0.5525	-0.1446	0.2790
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	0.3864	-0.7253	0.2289	0.3147	-0.2805	-0.3907	0.1756

資料來源：本研究計算。

表 6-22：核能與太陽光電之成本相關係數

		核能						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-0.3992	0.4052	-0.9398	-0.2180	-0.8899	0.2693	-0.4311
	維護	0.8693	0.3934	0.7525	0.7921	0.6132	-0.8116	0.8675
	利息	-0.3350	0.3693	-0.8691	-0.1704	-0.7731	0.2252	-0.3785
	其他	0.7171	0.1843	0.8051	0.6234	0.5597	-0.6460	0.7182
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-0.2976	0.4944	-0.8999	-0.1134	-0.8696	0.1673	-0.3348

資料來源：本研究計算。

表 16-23：慣常水力與抽蓄水力之成本相關係數

		慣常水力						
抽蓄水力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-	0.5991	0.7298	0.3404	0.7351	-	0.6694
	維護	-	0.1378	-0.0685	0.2489	-0.1145	-	0.0449
	利息	-	-0.0351	-0.0196	0.3287	0.0953	-	0.0335
	其他	-	-0.0877	-0.2565	0.0753	-0.4295	-	-0.2087
後端	-	-	-	-	-	-	-	

總成本	-	-0.0019	-0.1724	0.1504	-0.3573	-	-0.1240
-----	---	---------	---------	--------	---------	---	---------

資料來源：本研究計算。

表 6-24：慣常水力與風力之成本相關係數

		慣常水力						
風力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-	-0.7597	-0.7940	-0.4043	-0.8639	-	-0.8053
	維護	-	0.0944	0.1752	-0.0327	-0.1279	-	0.0329
	利息	-	-0.6038	-0.6187	-0.0849	-0.5016	-	-0.5637
	其他	-	0.2017	-0.0254	0.4356	0.1436	-	0.1816
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-	-0.6264	-0.6564	-0.3023	-0.7798	-	-0.6823

資料來源：本研究計算。

表 6-25：慣常水力與太陽光電之成本相關係數

		慣常水力						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-	0.1244	0.2297	0.2186	0.4898	-	0.3085
	維護	-	0.1521	-0.2309	0.1976	-0.4014	-	-0.0656
	利息	-	-0.1504	-0.1528	0.4826	0.2095	-	0.0177
	其他	-	0.2643	0.0234	0.0686	-0.1700	-	0.1013
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-	0.1313	0.1757	0.3094	0.4494	-	0.2999

資料來源：本研究計算。

表 6-26：抽蓄水力與風力之成本相關係數

		抽蓄水力						
風力		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-	-0.4531	0.2136	-0.0289	0.4012	-	0.3749
	維護	-	0.0251	0.1029	-0.2404	0.5969	-	0.6494
	利息	-	-0.1725	-0.4055	0.7648	-0.2200	-	-0.2571
	其他	-	0.2585	0.5284	0.0270	-0.0963	-	-0.0458
	後端	-	-	-	-	-	-	-

	總成本	-	-0.3600	0.2250	-0.0294	0.4922	-	0.4883
--	-----	---	---------	--------	---------	--------	---	--------

資料來源：本研究計算。

表 6-27：抽蓄水力與太陽光電之成本相關係數

		抽蓄水力						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-	0.4364	-0.8021	0.6512	-0.3972	-	-0.3909
	維護	-	-0.8236	0.7203	-0.6006	0.5577	-	0.5171
	利息	-	0.3851	-0.7167	0.8645	-0.4887	-	-0.4887
	其他	-	-0.6570	0.6170	-0.5941	0.5020	-	0.4728
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-	0.3486	-0.7623	0.6551	-0.3627	-	-0.3626

資料來源：本研究計算。

表 6-28：風力與太陽光電之成本相關係數

		風力						
太陽光電		燃料	折舊	維護	利息	其他	後端	總成本
	燃料	-	-	-	-	-	-	-
	折舊	-	-0.1348	0.1935	0.5867	-0.1067	-	-0.0036
	維護	-	-0.3167	-0.1191	-0.4632	0.1271	-	-0.3675
	利息	-	-0.0088	-0.2194	0.8835	0.1007	-	0.0498
	其他	-	-0.5252	-0.0405	-0.5572	-0.1155	-	-0.5792
	後端	-	-	-	-	-	-	-
	總成本	-	-0.1988	0.1367	0.6120	-0.0847	-	-0.0734

資料來源：本研究計算。