

非核家園與政府再生能源推廣目標下之碳稅與最適電源組合分析

王京明¹ 林祐民^{2*}

摘 要

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，計算目前的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，分析課徵碳稅對效率及最適電源配比的影響，並評估碳稅稅率的改變的減碳效果。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，CO₂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，由於燃煤價格既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CO₂達3,000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。

關鍵詞：碳稅、電源配比、資產組合理論、再生能源、平均變異分析

1. 前 言

氣候暖化問題使得減少碳排放的工作一直是世界各國極度關注的議題，但由於煤炭資源豐富且成本相對較低，並且煤電的投資建設週期較短，能夠較快滿足經濟發展對電力的需求。相較之下，水電、核電投資金額巨大，且都需有較長的建設週期和投資回收期，加上新能源發電目前又不具備經濟競爭力。因此目前我國的電源結構是以煤電占最大比重的能源結構。

然而以石化能源為主的電源結構的不確定性和成本風險正逐漸展現，包括：(1)供給的不

確定風險：石化能源的不可再生性最終將達到其供應的瓶頸，而地區間運輸也可能受到運輸限制和惡劣天氣等因素影響而引起電力供應有中斷的可能；(2)價格的波動風險：燃料價變動與電價管制存在矛盾，特別是當國際燃料價格持續上時漲，電價未反映成本，致使經營風險增大，例如2009年時台灣電力公司(以下簡稱「台電」)連續4年虧損；(3)碳排放的環境風險：煤電為主的電源結構帶來了大量溫室氣體和污染物的排放，環境成本大幅提升，給當代社會的永續發展帶來巨大風險。

從永續發展的角度，如何最適化電源結構以提高能源利用效率，提高環境品質水準，保

¹財團法人中華經濟研究院研究員

²財團法人中華經濟研究院輔佐研究員

*通訊作者, 電話: 02-27356006#5341, E-mail: youmin55@gmail.com

收到日期: 2016年12月12日

修正日期: 2017年03月06日

接受日期: 2017年04月13日

障電力系統的穩定供給，是目前面臨的急迫問題。而再生能源可以不受石化能源價格波動和有限資源供給的影響和限制，從而投資風險相對較低。雖然風能和太陽能等再生能源也有其自身顯著的風險，如原材料、勞動力和維護成本波動的風險以及由於技術、資金限制而最終導致的可再生能源上網電價較高，從而削弱了其在競爭性電力市場中的競爭力。但是，如果目當前發電系統的風險轉化成貨幣化成本並反應於電價中，那麼再生能源在成本上仍具備優勢。

然而，眾所皆知，再生能源推廣的主要困難在於其成本的相對高於化石能源，更遠高於核能，因此，政府在推廣再生能源的同時如何避免發電成本的大幅上升，除了可以規模經濟的風勢來降低再生能源的成本外，對於各類發電配比進行效率的配置，也是十分值得參考的重要方法之一。

基於上述原因，本研究應用財務投資組合理論的均值變異分析方法(mean-variance analysis, MVA)，利用台電公司的實際資料以及考慮人們對於風險的趨避特性，找出目前配比限制下與2025年推廣目標下的最適發電能源配比，的最適能源配比進行比較，並再進一步分析課徵碳稅對最適能源配比、CO₂排放的影響，最後，並分析政府擴大再生能源推廣目標後的碳排放與可能經濟效果。

2. 相關文獻

關於將投資組合之MVA方法應用發電能源的效率組合研究中的為Bar-Lev and Katz (1976)關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。

Awerbuch and 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MVA方法探討歐盟2000年及2010年的電源配比組合之成本與風險以及可資改善的方法，他們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 and Yang (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CO₂)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CO₂)，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5,000億元的效益，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。

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。Zhu and 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 and Kojima (2012)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。

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CO₂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 and 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 and 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(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 and 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)和郭瑾瑋等(2015)等人的研究，前者引進英國的2050能源供需模擬器(2050 Calculator)，模擬臺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%。

3. 研究方法

由於臺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肥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。本節首先說明投資組合理論之模型設定以及如何將能源成本之資料運用於模型中；其次，說明本文在尋找最適配比時所導入的效用函數型態與其所代表的意義。

3.1 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：

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

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， σ_{ij} 表示以資產 i 與資產 j 報酬的共變異數，因此 $\sigma_{ij} = \sigma_i^2$ 為以資產 i 報酬的變異數¹。

為了將上述模型應用於能源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

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

¹ Francis J., Kim D. Modern portfolio theory : foundations, analysis, and new developments, 2013.

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， σ'_{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。

本文使用之資產組合分析法參考Awerbuch and Yang (2007)的做法，已隱含假設不同發電能源間可以自由替代，因此並無考慮再生能源與傳統能源間的整合成本與維持電力系統穩定之輔助服務成本，由於這些成本資料乃電業自由化後，在發、輸、配、售電業會計分離後才會彰顯，目前並無資料，所以無法採用；而關於發電機組本身所產生的運轉上風險，在資產組合方法的電源配比分析中將之視為「系統風險」，亦即，該種風險是無法經由分散電源組合來降低電源組合之成本風險的，故系統風險並非為本研究模型所要考慮的風險範疇。

3.2 最適能源配比之決定

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(3)式所示

$$U(E[\tilde{C}], \sigma) = -E[\tilde{C}] - A \times \sigma^2 \quad (3)$$

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1所示。

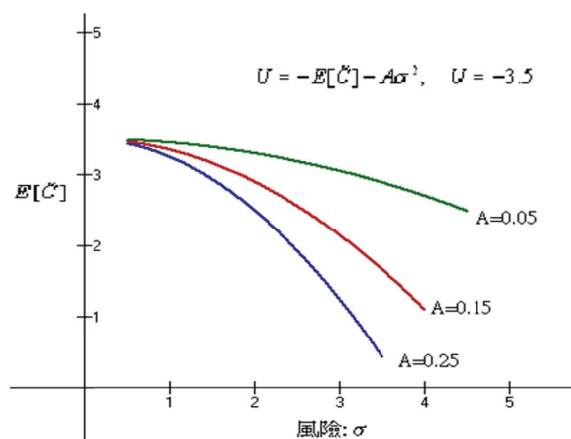


圖1 無異曲線與風趨避係數

由於 U 、 $E[\tilde{C}]$ 及 σ 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

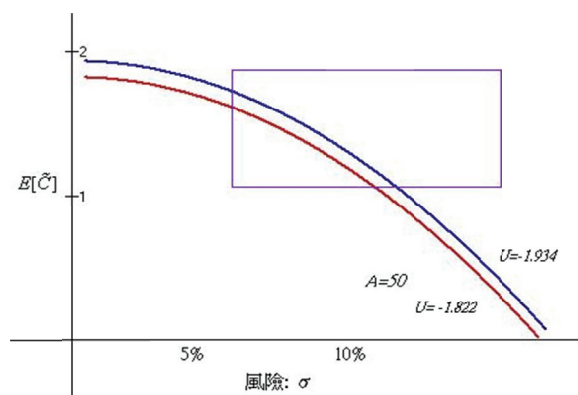
$$\frac{dMRS_{\sigma C}}{d\sigma} = -2A$$

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 σ 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1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2則為兩條風險趨避係數相同(假設為 $A = 50$)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，圖中框線內則為本研究數據約略之範圍。



資料來源：本研究繪製

圖2 配適本研究之無異曲線

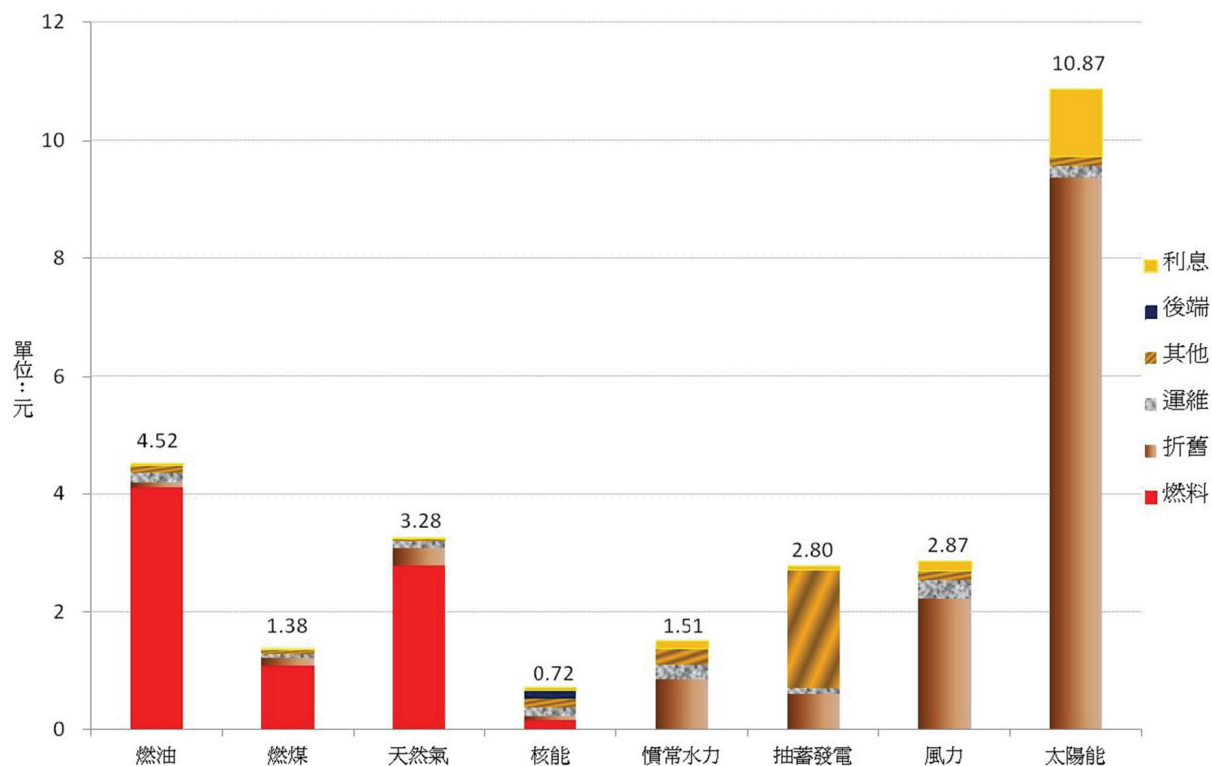
4. 資 料

本研究使用台電近十二年之發電成本資料，本節說明這些資料的統計特徵值與各類發電成本間的相關性。

4.1 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(消費者物價指數，Consumer Price Index)調整後的平均發電成本及其組成結構(如圖3)。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比約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



資料來源：本研究蒐集整理

圖3 台電各類發電之發電成本及其結構

力發電約占臺灣總發電量的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。

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。

4.2 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1所示)。由於臺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，因此它的燃料風險(標準差)也在所有發電技術中是最高的(1.53)，其次是天然氣(0.60)，在火力發電中，燃煤的燃料風險是相對最低的(0.32)。從表2中將總成本之風險與燃料成本風險進行比較發現，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1顯示太陽能的成本風險達1.90，而它的折舊成本風險為1.80，利息成本風險為0.31，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，慣常水力發電的成本風險(0.24)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0.72，其風險的主要來源為「其他營運費」，該成本近十二年來的平均為每度1.97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0.12，它的風險主要來自燃料成本的風險(0.09)，另外，由於建廠成本高及其他外在因素，使核能發電還有其他發電所沒有的後端成本風險因素(0.06)，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。

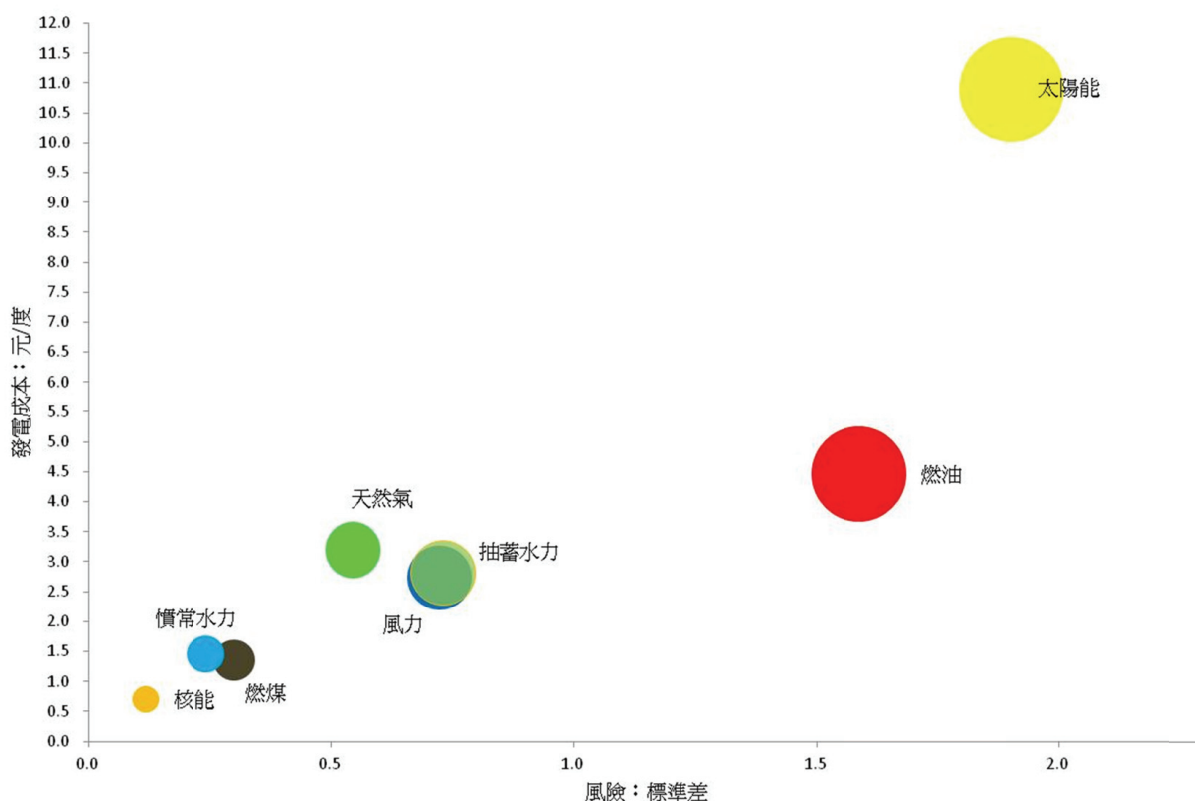
4.3 發電燃料成本之相關性

經由2003~2014年的燃料成本資料，可計

表1 台電各類發電成本之風險

	總成本	燃料	折舊	維護	利息	其他	後端
燃油	1.59	1.53	0.03	0.05	0.01	0.04	0.00
燃煤	0.30	0.32	0.03	0.01	0.00	0.03	0.00
天然氣	0.54	0.60	0.05	0.02	0.01	0.01	0.00
核能	0.12	0.09	0.01	0.01	0.07	0.01	0.06
慣常水力	0.24	0.00	0.13	0.03	0.02	0.08	0.00
抽蓄發電	0.72	0.00	0.08	0.02	0.02	0.75	0.00
風力	0.73	0.00	0.60	0.20	0.06	0.06	0.00
太陽能	1.90	0.00	1.80	0.20	0.31	0.15	0.00

資料來源：本研究計算



資料來源：本研究計算

圖4 台電各類發電之成本與其風險

算這段期間燃料成本的相關係數，表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0.95，這是由於臺灣的化石燃料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0.68與0.69，具正相關，但與燃煤的相關性則很低，其相關係數僅0.18。

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3。從表3可以發現慣常水力、太陽能發電與其他發電多數具有負向關係；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

表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	0.79	1.00		
天然氣	0.95	0.69	1.00	
核能	0.68	0.18	0.69	1.00

資料來源：本研究計算

是慣常水力與燃油、燃煤、天然氣、風力都具有較高的負相關(-0.60、-0.57、-0.70、-0.61)，其與其他類發電成本之負相關性較低(與核電為-0.13，與抽蓄發電為-0.06)；此外，太陽光電之發電成本僅與燃煤、慣常水力之發電成本接近於無相關(分別為0.07、0.04)，而與其他發電類型則具負向關係，其中最高是與燃油的相關係為-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。

4.4 碳稅成本之計算

由於我國目前尚未實施碳稅，亦無碳交易

表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	0.74	0.95	0.64	-0.60	0.70	0.87	-0.78
燃煤	0.74	1.00	0.67	0.05	-0.57	0.29	0.72	0.07
天然氣	0.95	0.67	1.00	0.63	-0.70	0.64	0.84	-0.12
核能	0.64	0.05	0.63	1.00	-0.13	0.79	0.45	-0.07
慣常水力	-0.60	-0.57	-0.70	-0.13	1.00	-0.06	-0.61	0.04
抽蓄發電	0.70	0.29	0.64	0.79	-0.06	1.00	0.61	-0.44
風力	0.87	0.72	0.84	0.45	-0.61	0.61	1.00	-0.13
太陽能	-0.78	0.07	-0.12	-0.07	0.04	-0.44	-0.13	3.61

資料來源：本研究計算

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CO₂排放量

依據能源局公布的「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)，再參考能源局公布之「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5)，以下式計算各類發電技術之CO₂排放量。

表4 台電火力發電燃料耗用量

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：經濟部能源局，2016a

表5 CO₂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 ₂ /Kg	KgCO ₂ /Kg	KgCO ₂ /L	KgCO ₂ /L	KgCO ₂ /M ³
排放係數	2.50	2.37	2.56	2.98	2.66

資料來源：經濟部能源局，2012

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

(2) 計算每度發電的CO₂成本

在計算出各類發電技術的CO₂排放量(表6)後，再依據能源局公布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

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

關於碳稅費率之設定，本文參考World Bank (2016)的“Carbon Pricing Watch 2016”，發現國際間碳稅費率的範圍相當大，例如：瑞典之碳稅曾高達每公噸137美元，瑞士曾達每公噸88美元，而法國碳稅將對未涵蓋在EU ETS的化石燃料使用排放定價，這些包括住宅、服務及運輸部門，稅率從每公噸17美元提高到每公噸25美元，從2016年1月開始實施，到2030年則將達到每公噸114美元。另外，依據廖述誼等人(2010)發現，若每公噸CO₂課徵碳稅50美元(約1,500元臺幣)時，對CO₂排放的減量才能達到顯著的數量，此時電力市場價格降上升一倍。因此基於國外的碳稅費率情況以及相關研究結果，本研究將碳稅費率設為每公噸1,000元與3,000元的情況下計算每度發電的CO₂成本(見

表7)，以之作為探討碳稅費率變化對最適電源配比的影響。

(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)計算碳排放量

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

(4)

其中*i* = 1, 2, 3，分別表示燃油、燃煤與燃氣發電。

表8計算當CO₂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9則計算在碳稅分別是每公噸0、1,000與3,000元時的成本與風險變化，從表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10所示。

另外，在公式(1)、(2)的規劃模型中，僅限制各能源的使用比率必須大於等於0小於1，並

表6 台電火力發電之CO₂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7 各類發電之每度發電CO₂成本

單位: 元/度

年份	碳稅1,000元/公噸			碳稅3,000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8 課徵碳稅後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	4.05	0.09	0.16	0.13	0.03	-	0.72	5.18
燃煤	1.07	0.13	0.07	0.08	0.02	-	1.00	2.35
天然氣	2.74	0.28	0.11	0.05	0.02	-	0.53	3.73
核能	0.16	0.07	0.13	0.15	0.05	0.14	0.00	0.72
慣常水力	0.00	0.83	0.23	0.27	0.12	-	0.00	1.51
抽蓄發電	0.00	0.58	0.11	1.97	0.07	-	0.00	2.80
風力	0.00	2.17	0.33	0.16	0.15	-	0.00	2.87
太陽能	0.00	9.38	0.20	0.17	1.14	-	0.00	10.87

說明：碳稅/價依1,000 (元/公噸)計算

資料來源：本研究計算

表9 課徵碳稅後各類發電技術之平均成本與標準差

單位: 元/度

碳稅(元/公噸)	成本			標準差		
	0	1,000	3,000	0	1,000	3,000
燃油	4.45	5.18	6.64	1.59	1.60	1.63
燃煤	1.35	2.35	4.35	0.30	0.30	0.32
燃氣	3.20	3.73	4.79	0.54	0.54	0.54
核能*	1.15	1.15	1.15	0.12	0.09	0.09
慣常水力	1.45	1.45	1.45	0.31	0.31	0.31
抽蓄發電	2.74	2.74	2.74	0.62	0.62	0.62
風力	2.81	2.81	2.81	0.65	0.65	0.65
太陽能	10.90	10.90	10.90	1.90	1.90	1.90

資料：本研究計算

* 核能原為0.73元，為考量核能另有其他社會成本因素，故加碼假設為1.15元以接近核四廠的均化發電成本

表10 各類能源發電成本 \bar{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	2.5154							
燃煤	0.3495	0.0892						
天然氣	0.8183	0.1089	0.2964					
核能	0.1183	0.0016	0.0401	0.0135				
慣常水力	-0.2275	-0.0405	-0.0910	-0.0036	0.0573			
抽蓄發電	0.7974	0.0630	0.2501	0.0662	-0.0101	0.5220		
風力	1.0032	0.1560	0.3344	0.0382	-0.1065	0.3214	0.5338	
太陽能	-0.7841	0.0709	-0.1201	-0.0699	0.0393	-0.4384	-0.1346	3.6118

資料來源：本研究計算

未對其使用範圍做特別上下限之限制，為了合乎臺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的上下，如以下限制式所示：

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

(5)

5. 效率能源組合

本節依據前述公式(2)之規劃模型求出效率組合前沿，並探討課徵碳稅後效率前沿的變化情形。

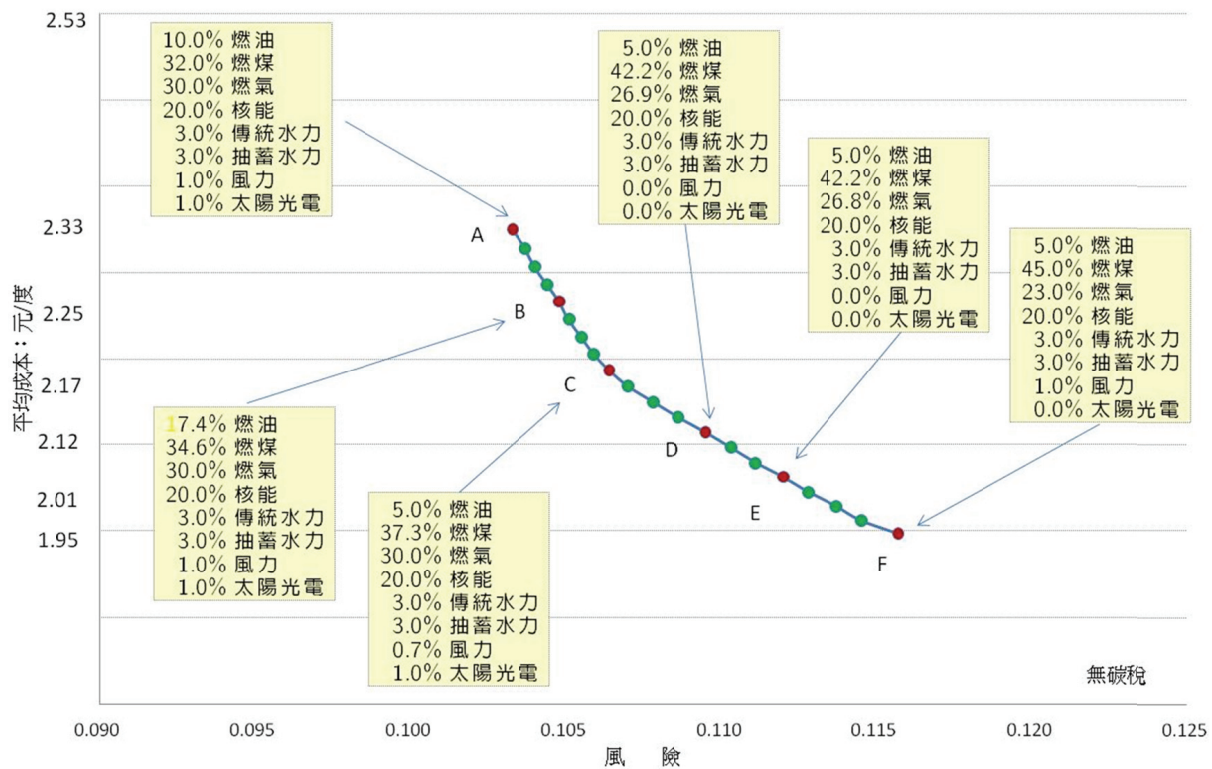
5.1 不含碳稅下之效率能源組合

利用前述模型及台電成本資料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，則必須接受交高的風險。圖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2.33元/度(表

11)。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，最終達其配比的上限45%。燃油、燃氣的配比則是隨著組合平均成本的下降而減少(分別由10%下降至5%，30%下降至23%)，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。太陽供電由於成本高，故為了降低能源組合成本，其最終的配為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。

5.2 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，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，意即此時課碳稅不會影響發



資料來源：本研究繪製

圖5 效率前沿—無碳稅情況

表11 效率前沿上成本、風險與CO₂排放量的變化情形

	A	B	C	D	E	F
組合成本(元/度)	2.33	2.25	2.17	2.12	2.01	1.95
組合風險	0.1033	0.1048	0.1064	0.1095	0.1120	0.1157
CO ₂ 排放(萬公噸)	8,988.2	9,018.4	9,103.3	9,431.8	9,663.2	9,851.1

資料來源：本研究計算

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，以下我僅探討課碳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，課稅將會使效率前沿向左上方移動(圖6)，且效率前沿有變得較為陡峭的情況，這是因為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。

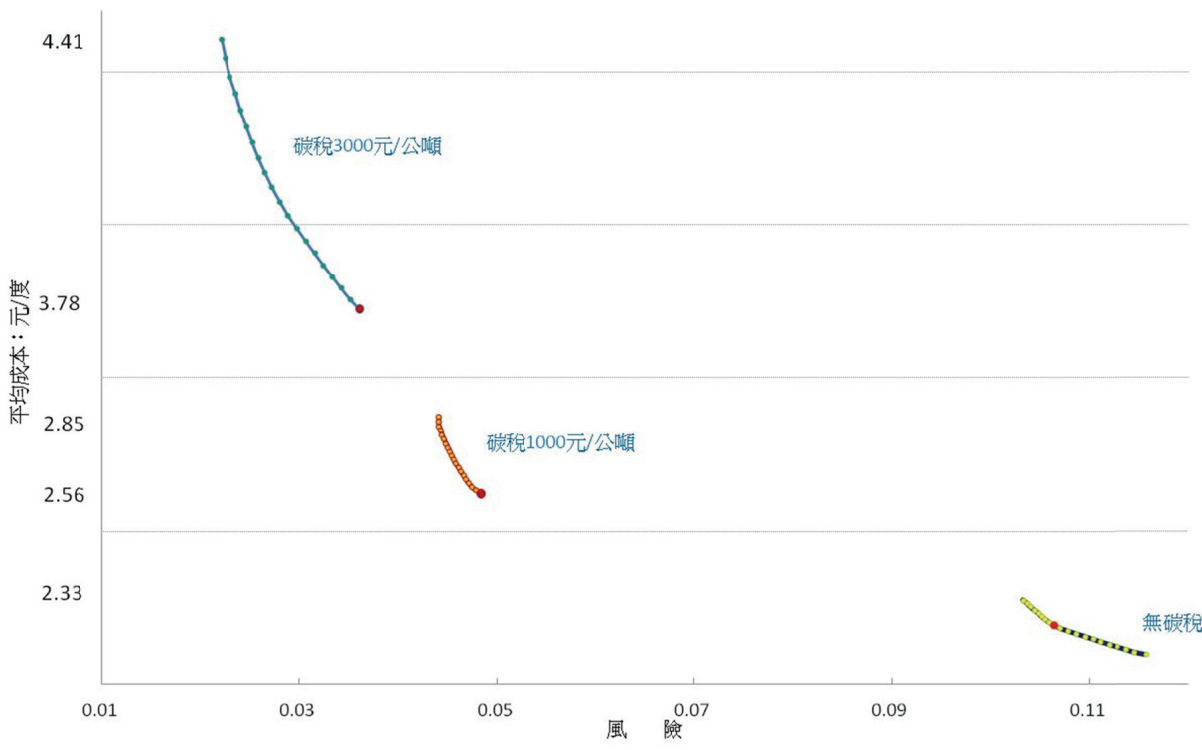
6. 最適能源配比

本節進一步將無異曲線導入風險與期望成

本的組合平面中，配合效率前沿以找到最適之能源配比。

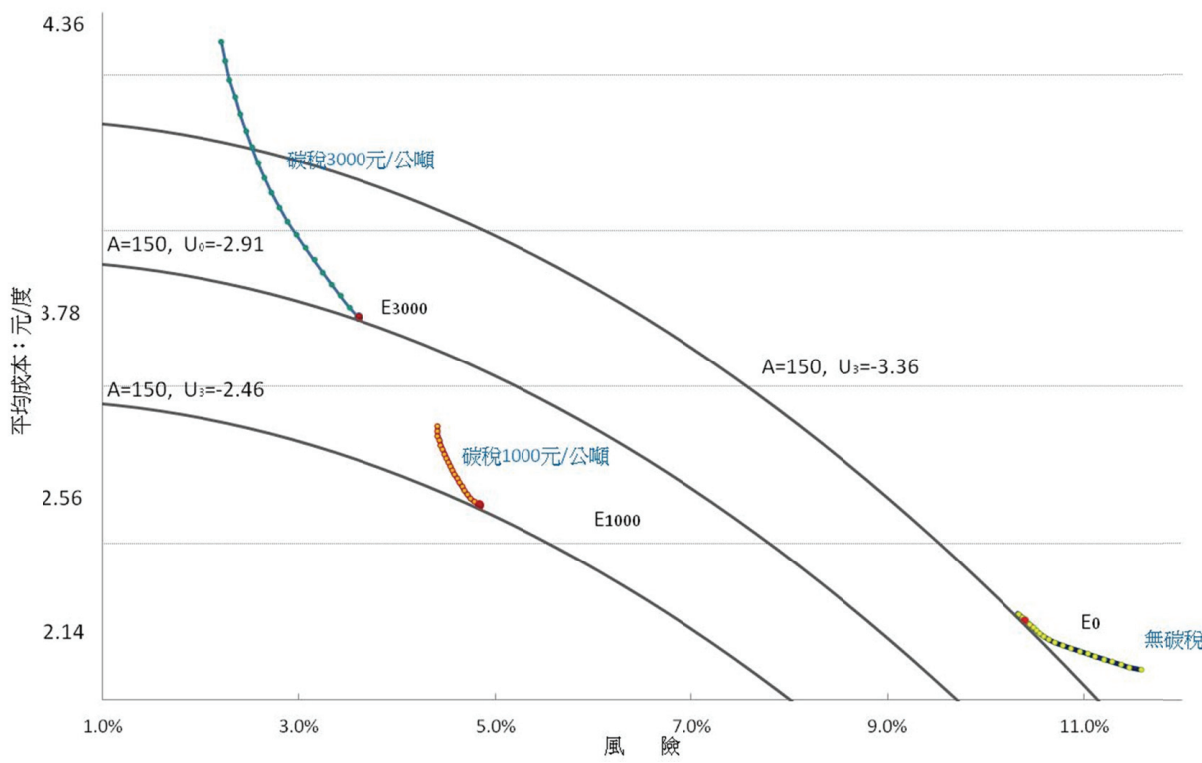
6.1 最適能源配比之決定

在考慮社會福利因素後，可求得最適之能源配比如圖7中的E0、E1000與E3000點所示之配比(表12)，從圖中可以看出當課碳稅為每公噸1,000元時，組合風險由0.1040降至0.0480，最適點的效用水準由-3.36上升至為-2.46，但是當碳稅增加到每公噸3,000元時，福利水準降至-2.91，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，故課碳稅並不一定會使效用水準降



資料來源：本研究繪製

圖6 碳稅對效率前沿的影響



資料來源：本研究繪製

圖7 最適能源配比

表12 目前配比限制下之最適能源配比

碳稅 (元)	燃油 (%)	燃煤 (%)	燃氣 (%)	核能 (%)	慣常 水力 (%)	抽蓄 發電 (%)	風力 (%)	太陽能 (%)	CO ₂ 排量 (萬公噸)	平均 成本 (元/度)	風險 (%)
0	8.7	33.3	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0	9,003.38	2.29	10.40
1,000	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.12	2.56	4.84
3,000	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.12	3.78	3.61

資料來源：本研究計算

低，但是當稅率高到一定程度時，較難再以降低風險來抵換成本的上升時，課稅將使效用水準下降。

表12為在三個最適點(圖7之E0、E1000與E3000)時的能源配比、碳排放與平均發電成本。表中顯示，隨著碳稅的增加燃油的配比由8.7%降至其下限(5%)，燃氣的配比由上限30%下降至23.0%，但燃煤占比隨著碳稅的增加而上升(33.3%上升至45%)，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。

表13顯示圖7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CO₂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3,000元/噸以下的碳稅將仍無法降低CO₂排放量。

6.2 配合再生能源推廣目標之最適能源配比

政府「2025非核家園計畫」，其主要的策略是透過尋找替代能源、提升發電效率、節約

能源、產業結構調整和電業自由化，來達到讓臺灣在2025年不必依賴核能發電的計畫。如果臺灣在2025年不必依賴核能發電，核一、核二與核三廠可以按時除役，核四廠也可以不必商轉。

依據政府的構想，填補核電空缺的方式在於1. 提高再生能源的比例：依照政府規劃，在2025年再生能源可以增加約6.5%的總發電量。2. 改善火力發電效率：如果投資火力電廠改善設備，約可以增加5.8%的總發電量。改善設備除了增加發電效率，也可以減少碳排放。3. 新建電廠以天然氣電廠優先：前兩種方式相加，已經可以增加10%以上的總發電量。如果用電量增加必須新建電廠，應以較乾淨、建廠快速的天然氣電廠為優先。

依據2016年5月能源局公布的新能源政策發展發向指出核一、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20 GW，此外，能源局也規劃離岸風力發電裝置目標將提高五成、達3 GW；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14)。

假設2025年時的總發電為1,755.5億度(2016年台電公司的毛發電量)來看，表14中所示的再生能源總發電量占整體發電量比為16.5%，其中以太陽能的占比最高約占14.2%，其次為離

表13 課碳稅下之效率配比－變動共變異數

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 (萬公噸)
A	10.0	32.0	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0	8,988.2
B	7.4	34.6	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	1.0	9,018.4
C	5.0	37.4	30.0	20.0	3.0	3.0	0.7	1.0	9,103.3
D	5.0	40.4	27.6	20.0	3.0	3.0	0.0	1.0	9,431.8
E	5.0	42.2	26.9	20.0	3.0	3.0	0.0	0.0	9,663.2
F	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.1
碳稅1,000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 (萬公噸)
A'	5.8	45.0	30.0	12.2	3.0	3.0	0.0	1.0	10,477.1
B'	5.0	45.0	30.0	14.1	3.0	1.9	0.0	1.0	10,362.3
C'	5.0	45.0	29.0	16.0	3.0	1.0	0.0	1.0	10,291.5
D'	5.0	45.0	27.3	17.7	3.0	1.0	0.0	1.0	10,163.7
E'	5.0	45.0	26.0	19.0	3.0	1.0	0.0	1.0	10,067.3
F'	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.1
碳稅3,000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 (萬公噸)
A''	10.0	45.0	30.0	7.0	3.0	3.0	1.0	1.0	11,127.7
B''	7.4	45.0	30.0	9.7	3.0	3.0	0.9	1.0	10,728.2
C''	5.0	45.0	30.0	12.4	3.0	2.7	0.9	1.0	10,362.3
D''	5.0	45.0	28.4	15.7	3.0	1.0	1.0	1.0	10,244.0
E''	5.0	45.0	27.4	17.6	3.0	1.0	1.0	0.0	10,170.3
F''	5.0	45.0	23.0	20.0	3.0	3.0	1.0	0.0	9,851.1
下限	5.0	5.0	5.0	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

表14 2025年我國再生能源推廣目標

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：國家發展委員會，2016

岸風力約占6.3%，顯示政府在未來十年間必須致力於擴大太陽光電與離岸風力的推廣。

基於表14，我們設定2025年配比限制如表15之上半部所示。由於能源價格之預測困難且非本文之主題，因此關於2025年各種發電方式的發電成本，在火力(燃油、燃煤與燃氣)發電方面，我們假設其期望成本及風險與過去(2003~2014年)的平均成本一致。另外，在慣常水力、抽蓄發電與陸域風力方面，由於其成本與風險在未來的變化可能性不大，故我們亦假設其期望成本與風險與過去一致。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，2017年起各降為4.35與6.02元，降幅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，本研究經由諮詢相關專家並參考核能研究所內部之估計資料，假設其期望成本為每度3.77元，且因太陽光電普及後，其風險將大幅下降，故其成本風險由每度1.9元降至0.48元。在離岸風力方面，本研究亦經由諮詢相關專家並參考核能研究所內部對於離岸風力2017~2025年發電成本估計資料，設定為每度5.39元，風險為0.20元。各項發電成本整理如表16所示，並基於前述之模型設定與資料我們可得效率前沿如圖8所示。

圖8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，僅陸域風力下降至0% (F點)，這是因為陸域風力本的風險是0.65，離岸風力的成本風險是0.20遠低於陸域風力的風險，故為了避險組合風險大幅增加的情況下，陸域風力配比下降至0%，其他再生能源的配比也都維持在其

表15 2025年配比限制

單位：%

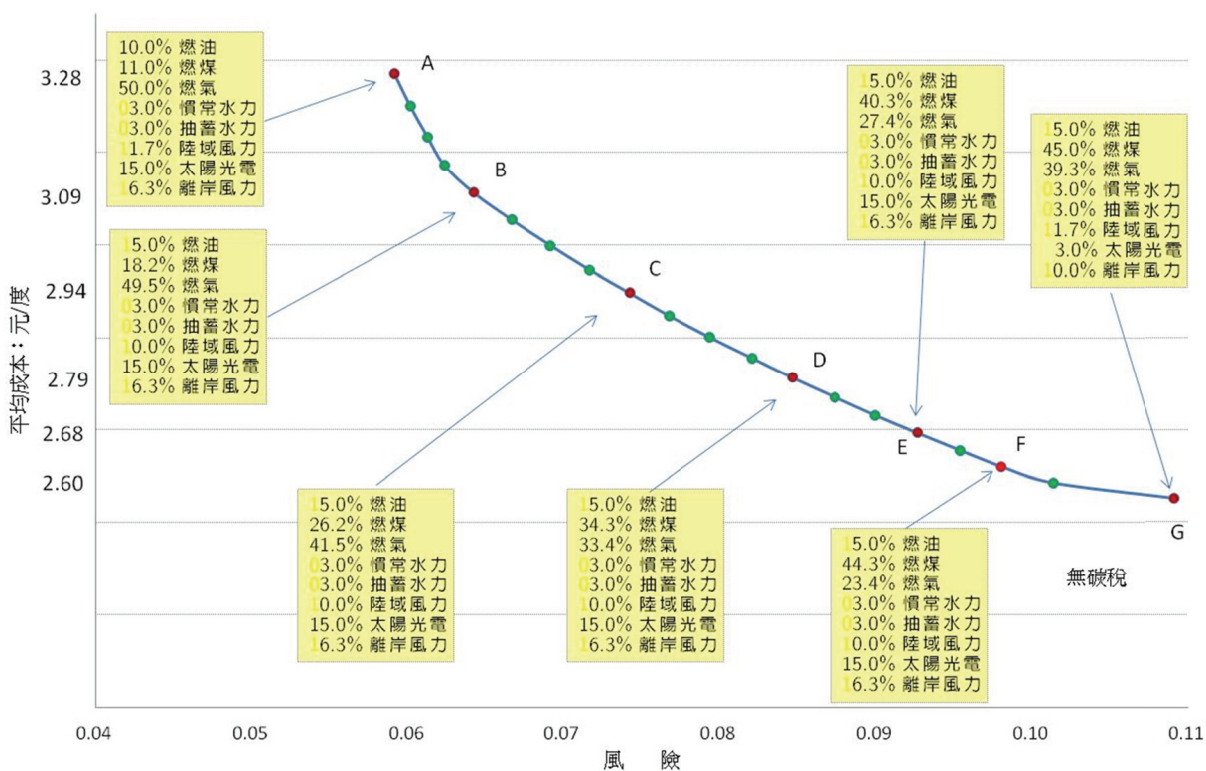
2025配比限制									
	燃油	燃煤	天然氣	核能	慣常水力	抽蓄發電	陸域風力	離岸風力	太陽能
下限	5.0	5.0	5.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	3.0
上限	10.0	45.0	50.0	0.0	3.0	3.0	1.7	6.3	15.0
目前配比限制									
下限	5.0	5.0	5.0	0.0	1.0	1.0	0.0	-	0.0
上限	10.0	45.0	30.0	20.0	3.0	3.0	1.0	-	1.0

資料來源：本研究

表16 2025年各類能源之預期成本與標準差

碳稅(元/公噸)	成本(元/度)			標準差(元/度)		
	0	1,000	3,000	0	1,000	3,000
燃油	4.45	5.18	6.64	1.59	1.60	1.63
燃煤	1.35	2.35	4.35	0.30	0.30	0.32
燃氣	3.20	3.73	4.79	0.54	0.54	0.54
核能	-	-	-	-	-	-
慣常水力	1.45	1.45	1.45	0.31	0.31	0.31
抽蓄發電	2.74	2.74	2.74	0.62	0.62	0.62
陸域風力	2.81	2.81	2.81	0.65	0.65	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



資料來源：本研究繪製

圖8 2025年效率前沿與效率源配比

使用上限。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。這樣的結果顯示，在2025年的成本與風險結構下，再生能源的使用是相當重要的，因為在效率前沿上他們的使用配比幾乎都是維持達到在上限的情況。

表17顯示在上圖的對應點中，效率配比的成本、風險與CO₂排放的變化情形，表中顯示隨著成本的下降與風險的上升，CO₂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8與表17亦顯示，盡可能地分散能源的使用，可使能源組合風險降低，也可下降CO₂排放。

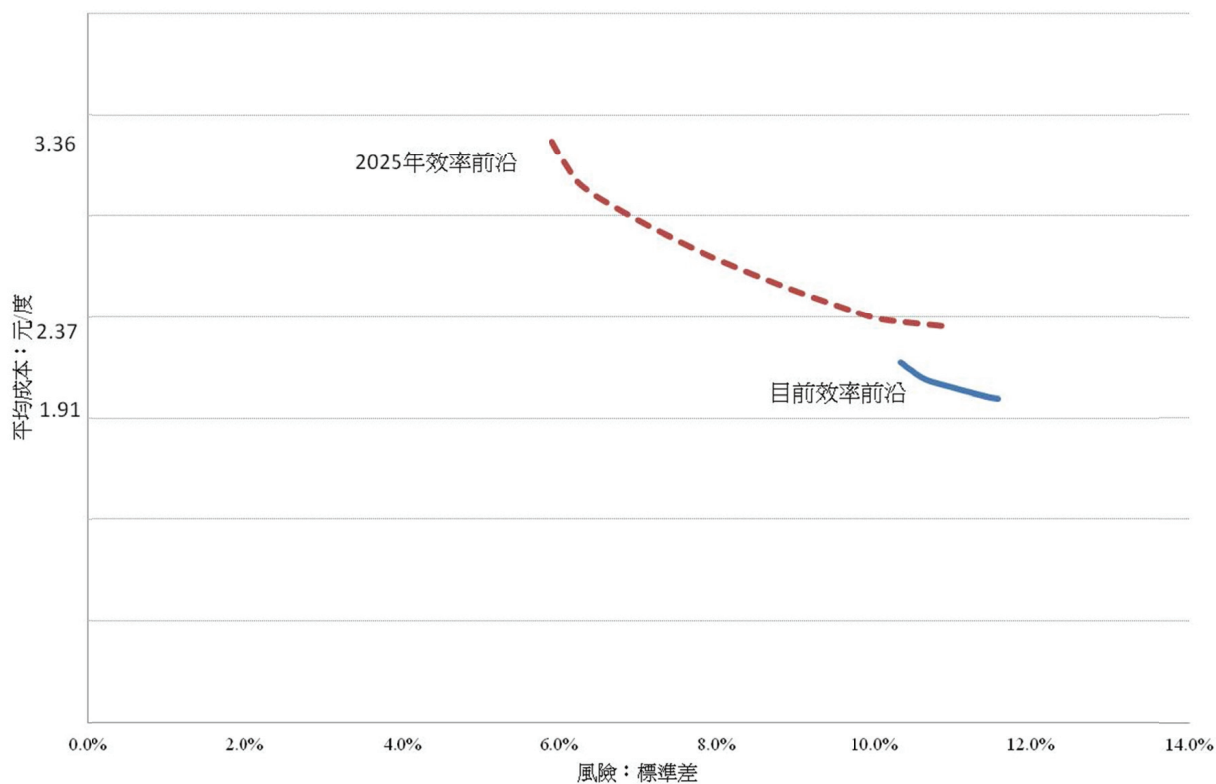
若我們進一步比較2025年配比限制與目前配比限制的情況(如圖9所示)，可以發現2025年配比限制下的效率前沿有較高的成本與較低的組合風險，以下則進一步分析課碳稅後最適配比的變化情形。

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CO₂課徵1,000元與3,000元時，如圖10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

表17 效率前沿上成本、風險與CO₂排放量的變化情形

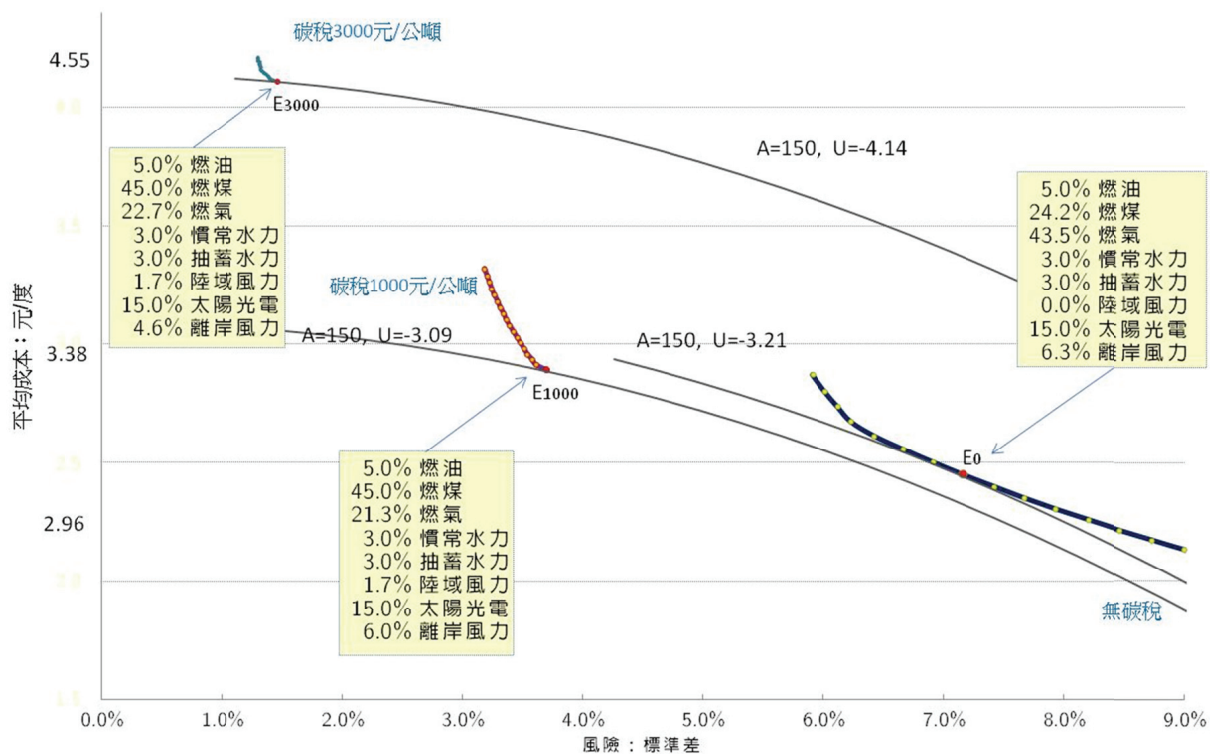
	A	B	C	D	E	F
組合成本(元/度)	3.28	3.09	2.94	2.79	2.68	2.60
組合風險	5.91%	6.42%	7.42%	8.46%	9.26%	9.80%
CO ₂ 排放(萬公噸)	6,992.6	7,372.0	8,109.0	8,845.1	9,398.0	9,766.0

資料來源：本研究



資料來源：本研究繪製

圖9 2025年與目前效率前沿比較



資料來源：本研究繪製

圖10 2025年配比限制下之最適能源組合

限，在稅率至每公噸3,000元時，陸域風力配比由0%提高至1.7%，離岸風力占6%，太陽光電的最適配比則達到上限。表18顯示在不同碳稅稅率之最適組合下的能源配比、CO₂排放量、平均成本以及所對應的風險。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，課徵碳稅使得風險趨避者的效用水準降低，如圖10所示，課徵每公噸1,000元碳稅使效用水準由-3.21上升至-3.09，但若將碳稅再提高至每公噸3,000元時，效用水準降至-4.14，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一致。

6.3 最適配比下的CO₂排放比較

表19整理目前及2025年配比限制下最適配比下的CO₂排放，可以發現在目前或在2025年的配比限制下，課徵碳稅並無法降低CO₂排放，這是因為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CO₂排放。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，不論是否徵碳稅，最適配比的CO₂排放均比目前配比限制情況下的CO₂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。

6.4 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年的實際發電量(175,550.7百萬度)估算台電公司2015年的總成本及實際配比下的風險²，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RE必須多付出的最經濟有效的成本代價。

計算之結果如表20所示，顯示相對上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0.1062降至0.0716。另外，若考慮課徵碳稅的情況，由圖10可知，課稅將使

表18 2025年之最適能源配比

碳稅 (元/公 噸)	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 ₂ 排量 (萬公噸)	平均 成本 (元/度)	風險 (%)
0	5.0	24.2	43.5	3.0	3.0	0.0	15.0	6.3	7,924.5	2.98	7.16
1,000	5.0	45.0	21.3	3.0	3.0	1.7	15.0	6.0	9,730.6	3.18	3.70
3,000	5.0	45.0	22.7	3.0	3.0	1.7	15.0	4.6	9,828.5	4.37	1.46

資料來源：本研究

表19 最適配比下CO₂排放

單位: 萬公噸

碳稅稅率(元/公噸)	目前配比限制	2025配比限制
0	9,003.4	7,924.5
1,000	9,851.1	9,730.6
3,000	9,851.1	9,828.5

資料來源：本研究計算

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

表20 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	4.45	6.57%	11,535.3	燃油	4.45	5.00%	8,777.5
燃煤	1.35	33.78%	59,306.0	燃煤	1.35	24.20%	71,063.0
燃氣	3.20	34.24%	60,103.2	燃氣	3.20	43.50%	47,784.9
核能	1.15	20.78%	36,471.1	慣常水力	1.45	3.00%	5,266.5
慣常水力	1.45	2.48%	4,358.5	抽蓄發電	2.74	3.00%	5,266.5
抽蓄發電	2.74	1.73%	3,035.0	陸域風力	2.81	0.00%	0.0
風力	2.81	0.41%	716.5	離岸風力	5.39	15.00%	26,332.6
太陽能	10.90	0.01%	25.2	太陽能	3.77	6.30%	11,059.7
平均成本	2.18			平均成本	3.11		
風險(%)	10.62			風險(%)	7.16		
碳排放	9,065.7 (萬公噸)			碳排放	7,924.5 (萬公噸)		
總成本	105,296.1 (百萬元)			總成本	116,264.6 (百萬元)		

資料來源：經濟部能源局，2016b；其他本研究計算

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2.18原上升至3.11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損失就格外具有政策意涵。

在CO₂排放方面，依據本研究表5的排放係數估算，2015年的排放量為9,065萬公噸(台電公司公布之2015年火力發電之CO₂排放為8,533萬公噸)³，2025年最適配比下的CO₂排放降低為7,925 (萬公噸)，約減少了1,140萬公噸，此顯示擴大再生能源之配比，使得石化能源配比下降(特別試燃煤的比例降低)，則可降低CO₂排放。

7. 結論與建議

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其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CO₂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CO₂的排放，但其代價為每度發電成本

³ 台電公司網頁：http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-e14.aspx?LinkID=15

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：

1. 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。
2. 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。
3. 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將難以降低碳排放。
4. 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獲性和政府的減碳政策是重要關鍵因素。
5. 對於福利水準而言，由於碳稅的課徵使期望發電成本提高，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。
6. 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CO₂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CO₂排放和維持原來的效用水準不變。

參考文獻

- 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。
- 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。
- 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。
- 梁啟源、鄭睿合、郭博堯、郭箴誠，2015，「我國最適電力配比之研究」，臺灣能源期刊，2:4，481-496。
- 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」，臺灣能源期刊，2: 4，363-382。
- 國家發展委員會，2016，綠能政策目標、未來規劃及執行現況書面報告，2016年6月22日頁5。
- 經濟部能源局，2012，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>。
- 經濟部能源局，2016a，能源統計月報，2016年6月。
- 經濟部能源局，2016b，能源統計月報，2016年5月。
- 廖述誼、陳盛通、郭曉怡、陳吉仲、蔡燕宗，2010，「評估實施碳稅對國內電力部門之影響」，農業與經濟，44期，39-71。
- 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，1:1，A1-A16。
- 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。
- 鍾雨璇，2014，「臺灣發電業最適電力配比之研究」，碩士論文，成功大學資源工程學系。
- Awerbuch S. and M. Berger, 2003. Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making, IEA Report Number EET/2003/03, Paris.
- Awerbuch, S. and S. Yang, 2007. Efficient Electricity Generating Portfolios for Europe: Maximising Energy Security and Climate Change Mitigation. EIB Papers, ISSN 0257-7755, 12:2, 8-37.
- Bar-Lev, D. and S. Katz, 1976. A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry. *Journal of Finance*, 31: 3, 933-47.
- Bhattacharya, A and S. Kojima, 2012. Power Sector Investment Risk and Renewable Energy: A Japanese Case Study Using Portfolio Risk Optimization Method, *Energy Policy*, 40, 69-80.
- Francis J., Kim D., 2013. *Modern Portfolio Theory: Foundations, Analysis, and New Developments*. New York: John Wiley & Sons.
- Markowitz, H., 1952. Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, 7:77-91.
- Roques, F. A., D.M. Newbery and W.J. Nuttall, 2008. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean-Variance Portfolio theory approach. *Energy Economics*, 30:1831-1849.
- World Bank Group, Ecofys, Carbon Pricing Watch 2016, May 25, 2016, [2017-03-01]. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/24288/CarbonPricingWatch2016.pdf?sequence=4&isAllowed=y>.
- Wu J, H. and Y. H. Huang, 2014. Electricity Portfolio Planning Model Incorporating Renewable Energy Characteristics. *Applied Energy*, 119, 278-287.
- Zhu, L. and Y. Fan, 2010. Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on portfolio 56 theory. *Energy*, 35:3, 1391-1402.

The Optimal Power Portfolio under Carbon Tax and Renewable Energy Promotion

King-Min Wang¹ Yo-Min Lin^{2*}

ABSTRACT

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 CO₂ 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: generation mix, portfolio theory, renewable energy, Mean-Variance Analysis, carbon tax

¹ Research Fellow, Chung-Hua Institution for Economic Research.

² Assistant Research Fellow, Chung-Hua Institution for Economic Research.

*Corresponding Author, Phone: +886-2-27356006 #5341, E-mail: youmin55@gmail.com

Received Date: December 12, 2016

Revised Date: March 6, 2017

Accepted Date: April 13, 2017