

風險與不確定性下最適電源配比之研析

王京明、郭婷瑋、蕭子訓、林祐民*

摘要

能源價格的波動是影響能源安全的關鍵因素之一，臺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的影響，使我國在能源投資上面對相當大的風險。本研究採用財務學上之資產組合理論中的平均數－變異數分析方法搭配風險效用理論，探討台灣電力公司其發電最適能源配比組合，並評估在此最適情況下能源配比的預期報酬、風險與溫室氣體排放情況。結果顯示若不考慮再生能源，增加核電的配比可提高發電系統的預期報酬，但隨著核電配比的提高，成本風險也將上升；若考慮加入再生能源時，提高再生能源的使用配比可以在維持既定的發電報酬下降低能源風險，且隨著再生能源發電效率的提高與成本的降低，而提升整體能源配比的發電效益，並可大幅降低溫室氣體排放。本文的貢獻在於對電力最適配比的風險管理與彰顯再生能源的資產組合效益，但所探討分析的能源風險僅代表經濟市場面向的價格波動下能源市場財務風險，與一般傳統所認知的能源安全風險所涉及的多面向多準則分析有所不同，這是本研究的限制。

關鍵詞：電源配比、資產組合理論、再生能源、平均數－變異數分析
JEL 分類代號：G11, Q40, Q41, Q48

* 四位作者分別為聯絡作者：王京明，財團法人中華經濟研究院研究員，10672 臺北市大安區長興街 75 號，電話：02-27356006 轉 532，E-mail: kimmie@cier.edu.tw。郭婷瑋，台灣電力公司綜合研究所，10016 臺北市中正區羅斯福路四段 198 號，電話：02-23601259，E-mail: u117301@taipower.com.tw。蕭子訓，核能研究所，32546 桃園市龍潭區文化路 1000 號，電話：03-4711400 轉 2727，E-mail: skyschin@iner.gov.tw。林祐民，財團法人中華經濟研究院輔佐研究員，10672 臺北市大安區長興街 75 號，電話：02-27356006 轉 5341，E-mail: youmin55@gmail.com。作者感謝編輯委員與匿名審查委員所提供之寶貴意見與建議。然文中若有任何錯誤，當屬作者之責任。

投稿日期：民國 105 年 5 月 4 日；修訂日期：民國 105 年 9 月 20 日；

接受日期：民國 105 年 12 月 29 日。

經濟研究 (Taipei Economic Inquiry), 53:2 (2017), 225-259。
臺北大學經濟學系出版

1. 緣起

目前國內對於電源開發規劃研究方法係採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和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。而對於燃料市場動盪的風險，則多以敏感性分析 (sensitivity analysis) 的方式來探討風險可能變動範圍而進行模擬，以了解風險對未來供電成本的衝擊。

根據 Awerbuch and Yang (2007) 與 Bhattacharya and Kojima (2012) 等相關的研究指出，在最低發電成本技術的供給線性規劃研究方法下，若不考慮環境效益時，再生能源通常被視為是一昂貴的發電方式，亦即，在電源配比中加入再生能源將會增加電力供給的成本。但此種觀點並不能反應真實情況已被諸多學者質疑，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個別發電技術的成本與風險之加總，尤其是當某一發電技術與他種發電技術的成本呈負相關或無相關時，即使昂貴的某一發電技術加入電源配比亦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，我們必須尋求一個整合性的評估方式，以便將風險及不確定性與各種發電技術間的相互變動關係都納入考量，而基於資產組合理論的電源規劃方法則為最佳的解答。

財務學中的資產組合理論對於電源規劃研究方法能夠補強傳統的電源開發規劃模式並深化最佳電源配比方案的探討，並可同時將各種能源的風險與相互之變異情況納入考量，而非僅維持在假設一切穩定變動的狀態下尋找成本最小的發電組合。在資產組合理論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，而非其本身技術的成本與風險，此種方式所導出的最佳電源配比須滿足：在電源配比組合整體的相同變異數或標

準差（代表電源配比的風險）下會具有最低的系統發電成本期望值，或是在相同的系統發電成本期望值下，配比組合會具有最低的整體風險（亦即供電系統成本的變異數或標準差）。

由於能源價格的波動是影響能源安全與風險的重要關鍵因素，而在能源的使用結構中，電力占有最重要的部分，目前世界各國為了實現節能減碳對抗氣候變遷的能源安全目標，都積極在尋求最具有效率之能源組合，包括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，即在於尋找在既定預期風險下以最低成本達成最高的發電效益或者是在既定的預期成本或報酬下尋求最低風險的能源配比，亦即，需同時考慮能源的成本與風險，因此具效率之發電組合能夠達成節能與能源安全的雙重目的。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更亦能達成減少溫室氣體排放以減緩氣候變遷環境風險的目的。而針對此一相關議題，至今已有不少能源經濟學術研究利用財務理論上的資產組合效率前沿 (portfolio frontier) 與風險管理來進行最適效率能源配比的分析。而若能在效率前沿上找到滿足代表性決策者最高效用水準風險與收益組合，則更能找到使社會福利最大化的最適能源配比。

由於平均數-變異數分析方法 (mean-variance analysis, MVA) 不論在處理風險與報酬的抵換關係或揭示風險態度與效用關係，都是有效且具有理論基礎的分析工具，故本研究利用資產組合理論中 Markowitz (1952) 所提出的平均數-變異數分析方法並搭配效用理論中的無異曲線來探討台電使用於發電之能源的效率配比組合。

2. 文獻回顧與研究方法

2.1 相關文獻分析

國內探討最適電力配比的研文獻很多，大都遵循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，只有 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。兩者的研究顯示再生能源在電力系統中的重要性，尤其是與化石燃料價格呈低度或不相關的再生能源可以大幅降低系統供電的成本風險，亦可大幅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%。由於前述模型並未考量決策者的風險態度，因此其最適電力配比理論上應該為

僅符合最低成本與風險下最有效率的配比組合。本研究則進一步引入效用函數，以無異曲線來分析決策者在面對電力效益與成本下，對於效率能源配比的選擇。

對於使用整合規劃模型模擬方面，國內外不乏相關的研究，在國內主要有朱證達（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%。

有關我國官方發表之電源配比的研究情況，首推經濟部能源局（2015）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，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。該報告以 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 類情境搭配 6 個特定政策情境方案，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。評估結果指出，為滿足電

力需求及滿足 15% 之合理備用容量率之政策目標，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，以廢核情境而言，廢核後主要替代能源為再生能源與燃氣機組，其餘的核能延役情境則以燃煤為替代主力，各情境 2035 年當年的發電成本以 2014 年為基期，最低成本為核四商轉加上核一、二、三延役並搭配再生能源及新增燃煤的發展情境，而最高成本則為核四不商轉加上核一、二、三不延役搭配再生能源及燃氣擴大的情境。

然而，在此種研究方法下，再生能源被視為是一昂貴的發電方式，且被設定在固定的比例，並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。但由於未來燃料市場的不確定性、再生能源發電成本可能由於技術的進步而下降，以及再生能源與化石能源之間的成本呈負相關或不相關之現象，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，在面對風險及不確定性的電源開發規劃問題中，本研究利用歷史資料嘗試以財務理論之資產組合分析方法探討我國電源規劃方案可以改進之作法。

國外探討最適電力配比的研究，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，雖然自 2000 以後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 DECC (2010)，DECC (2013)，AEMO (2014)，Akira et al. (2015)，IEA (2015) 等。

從 1970 年代至今已有不少文獻以資產組合理論之 MVA 方法運用於最適發電能源使用配比的研究。Bar-Lev and Katz (1976) 首創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。Awerbuch and Yang (2007) 使用投資組合理論對於歐盟 2020 年能源配比下之 CO₂ 排放、成本與風險的基線 (business as usual, 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。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 MVP 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 and 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。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。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。

2.2 研究分析方法

資產組合分析方法係利用資產組合之期望報酬及資產本身變數及與其他資產之共變異數間的關係，來探討具效率的資產組合，因此又稱為平均數-變異數分析方法 (MVA)，其主要是應用於財務與投

資風險管理之領域中，探討在風險性資產的市場中，投資者的最適資產組合 (optimal portfolio) 問題，資產組合最適選擇是指在既定的風險下極大化投資組合的期望報酬，或是在既定的期望報酬下極小化投資組合的風險，此種組合稱為「效率資產組合」，在本研究中稱為「效率發電配比」。對於一般形式的效用函數或證券報酬的分配來說，效率資產組合並不容易求解，Markowitz (1952) 提出的 MVA 方法主要是化繁為簡將風險決策簡化為平均數與變異數的抵換與選擇問題，假設效用為資產報酬的平均數與標準差（或變異數）的函數（此亦恰巧為一般效用函數二階泰勒展開式之近似（楊秉訓，2013）），因此它具有分析上的可處理性以及可用實證資料進行檢驗與預測。其基本假設如下：

- (i) 決策者者事先知道資產報酬的機率分配；
- (ii) 投資組合風險可以資產報酬率的變異數或標準差表示；
- (iii) 影響資產組合決策的主要因素為期望報酬率與風險兩項因素；
- (iv) 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，我們參考 Francis and Kim (2013) 設定如下的數學規畫模式以求出具有效率之能源配比（亦稱效率前沿）

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

(1) 式中 σ_{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，可以每一元新臺幣的可發電度數 (KWh/\$NTD) 來表示， w_i 表示能源 i 的使用配比，且必須大於等於 0。上述之數理規劃模型可利用如下之 Lagrangian 方法進行求解

$$\begin{aligned} \min_{\{w_i, \lambda, \gamma\}} L(w, \lambda, \gamma) = & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \\ & + \lambda \left(E[\tilde{r}_p] - \sum_{i=1}^n w_i E[\tilde{r}_i] \right) + \gamma \left(1 - \sum_{i=1}^n w_i \right), \end{aligned} \quad (2)$$

為了求取最小組合風險，我們對(2)式的 w_i 、 λ 與 γ 進行偏微分，即

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial w_1} = w_1 \sigma_{11} + w_2 \sigma_{12} + \dots + w_n \sigma_{1n} - \lambda E[\tilde{r}_1] - \gamma = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial w_2} = w_1 \sigma_{21} + w_2 \sigma_{22} + \dots + w_n \sigma_{2n} - \lambda E[\tilde{r}_2] - \gamma = 0, \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial w_n} = w_1 \sigma_{n1} + w_2 \sigma_{n2} + \dots + w_n \sigma_{nn} - \lambda E[\tilde{r}_n] - \gamma = 0, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = w_1 E[\tilde{r}_1] + w_2 E[\tilde{r}_2] + \dots + w_n E[\tilde{r}_n] - E[\tilde{r}_p] = 0, \quad (4)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \gamma} = w_1 + w_2 + \dots + w_n - 1 = 0. \quad (5)$$

經由求解上述聯立方程式，即可求得具效率之能源使用配比組合 $\{w_1, w_2, \dots, w_n\}$ 。

若進一步考慮無風險性資產（即無風險能源），並以矩陣表示，則上述數學規劃模型可表示如下：

$$\begin{aligned} \min_{\{w\}} \sigma_p^2 = & \frac{1}{2} w' \Sigma w \\ \text{s.t. } E[\tilde{r}_p] = & w' E + w_f r_f, \\ w' \mathbf{1} = & 1, \end{aligned} \quad (6)$$

其中 $w' = [w_1, w_2, \dots, w_n]$ ， Σ 為共變異矩陣， $E = [E(\tilde{r}_1), E(\tilde{r}_2), \dots, E(\tilde{r}_n)]'$ ， 1 為一個 $n \times 1$ 的單位矩陣。參考 Huang and Litzenberger (1988) 求解上述規劃模型可得效率組合配比：

$$w_p = \Sigma^{-1} (E - r_f 1) \left[\frac{E(\tilde{r}_p) - r_f}{H} \right], \quad (7)$$

其中

$$\begin{aligned} H &= (E - r_f 1)' \Sigma^{-1} (E - r_f 1), \\ &= B - 2r_f A + r_f^2 C, \end{aligned} \quad (8)$$

而其中

$$\begin{aligned} A &= 1' \Sigma^{-1} E, \\ B &= E' \Sigma^{-1} E, \\ C &= 1' \Sigma^{-1} 1. \end{aligned}$$

無風險資產（能源）的配比為：

$$w_f = 1 - w_p' 1, \quad (9)$$

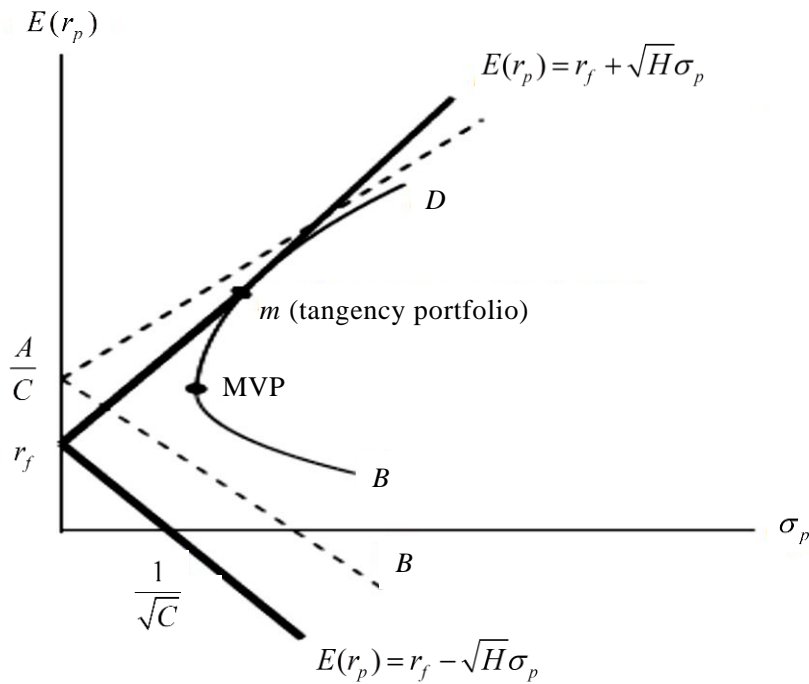
而組合的風險為：

$$\sigma_p^2 = \frac{[E(r_p) - r_f]^2}{H}.$$

因此，

$$\sigma_p = \begin{cases} \frac{[E(r_p) - r_f]}{\sqrt{H}} & \text{若 } E(r_p) \geq r_f, \\ -\frac{[E(r_p) - r_f]}{\sqrt{H}} & \text{若 } E(r_p) < r_f. \end{cases} \quad (10)$$

以及可得出期望報酬與標準差之間的關係為以 $(\sqrt{1/C}, A/C)$ 為頂點， $E[\tilde{r}_p] = A/C \pm \sqrt{D/C} \sigma(\tilde{r}_p)$ 為漸近線之雙曲線的一支如圖 1，圖 1 中之 MVP 點表示具有最低風險的效率組合，其中 $D = BC - A^2$ 。



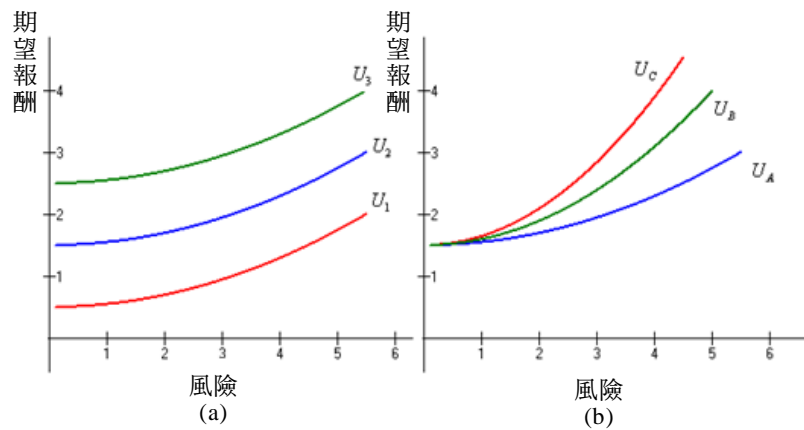
資料來源：Francis and Kim (2013)。

圖 1 效率前沿

2.3 風險決策效用函數

於風險與期望報酬的平面中，若我們進一步納入決策者的主觀條件與風險態度就必須考慮其效用函數，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 (indifference curve) 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，如圖 2(a)中的 $U_3 > U_2 > U_1$ 。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(b) 所示 $U_A = U_B = U_C$ ，但是 U_C 的風險趨避程度較高，故其斜率較相對較大，表示每增加一單位風險，需要增加更多的報酬來補償，才能維持相同的效用水準。



資料來源：本研究整理。

圖 2 期望報酬－標準差平面上之無異曲線

因此，我們也能將上述代表管理者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），以找出能滿足最大效用的效率能源組合，Marín-Quemada et al. (2012) 即將此種無異曲線應用能源組合的風險與報酬的座標平面中，而該組合可以稱之為「最適」效率組合。根據 Bodie et al. (2011)，(11)式是財務領域中廣泛使用的一個效用函數，符合一般化效用函數的二階泰勒展開式之近似

$$U = E[\tilde{r}] - A\sigma^2 \quad (11)$$

其中 U 、 $E[\tilde{r}]$ 及 σ^2 分別代表個人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，投資人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；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所共同決定。

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^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。

3. 我國各類發電組合前沿

3.1 資料

為避免複雜性，本研究以探討台灣電力公司使用於發電的能源為範圍。由於造成能源具有風險與不確定的因素最終主要來自於其市場價格的變動，因為價格是反應能源供需情況的指標，而供需中斷或短缺時，國際能源市場必然會以價格波動來反應之。在無法取得台電購買各項能源的價格之下，我們以其公佈之各項能源的發電成本來進行研析。而因為再生能源（如風能、太陽能）基本上不使用燃料，係屬自產能源（排除能與國外連網或進口再生能源），而且其短期邊際變動成本為零，在調度上必須比化石能源機組優先調度，故可以視為是無風險性的資產能源不受國際燃料市場價格波動的風險衝擊，因此在分析上，我們先排除其於能源組合中進行分析，待找出最適化石能源組合後再加入再生能源進行最適能源配比的探討，此留待最後一節再進行討論。

表 1 為台電近年各類能源發電的每度發電成本，基於本研究之目的，參考前述相關文獻的一般標準作法（如 Awerbuch and Berger (2003)），我們取台電近年每度各類機組發電成本的倒數（inverse of the expected generation costs），即各類能源機組每一元新臺幣之發電度數做為其發電之報酬（如表 2）。

表 1 台電各類能源發電成本

單位：\$NTD/KWh

年（民國）	燃油	燃煤	燃氣	核能
97	5.42	1.87	3.67	0.62
99	5.11	1.59	3.18	0.65
100	5.96	1.68	3.27	0.69
101	6.97	1.65	3.81	0.72
102	6.97	1.39	3.91	0.95
103	6.63	1.30	3.93	0.96
104	4.59	1.22	2.88	1.14
平均成本	5.95	1.53	3.52	0.82
標準差	0.95	0.23	0.41	0.20

資料來源：台灣電力公司，本研究整理。

3.2 不限制能源使用範圍下的能源效率配比

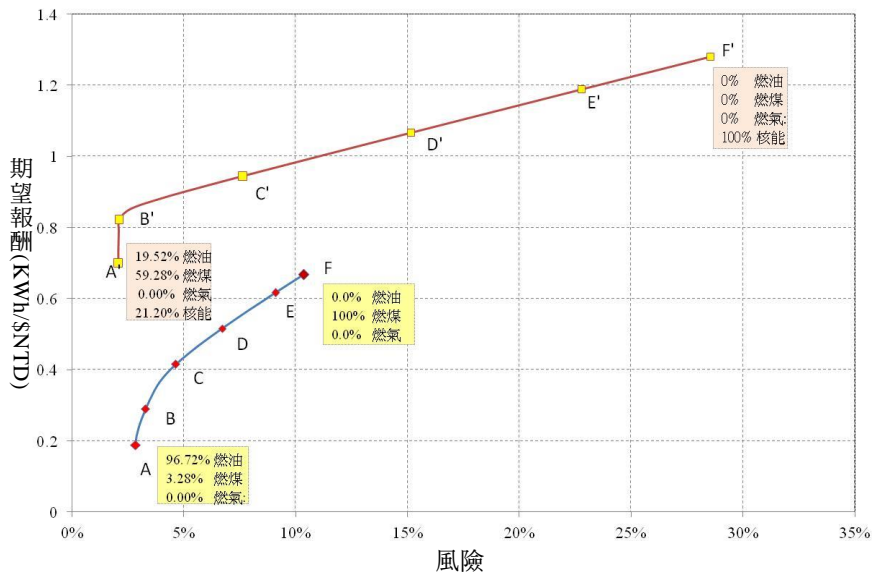
基於前述數理規劃模型，在不限制各項能源的使用配比範圍下，利用表 1 之資料利用 Matlab 軟體求出使用化石能源（燃油、燃煤、燃氣）發電之效率組合前沿以及繪出加入核能發電後之效率前沿如圖 3。

表 2 各類能源之發電報酬

單位：KWh/ \$NTD

年（民國）	燃油	燃煤	燃氣	核能
97	0.1845	0.5348	0.2725	1.6129
99	0.1957	0.6289	0.3145	1.5385
100	0.1678	0.5952	0.3058	1.4493
101	0.1435	0.6061	0.2625	1.3889
102	0.1435	0.7194	0.2558	1.0526
103	0.1508	0.7692	0.2545	1.0417
104	0.2179	0.8197	0.3472	0.8772
平均報酬	0.1720	0.6676	0.2875	1.2802
標準差	0.0286	0.1035	0.0355	0.2855

資料來源：台灣電力公司，本研究整理。



資料來源：本研究整理。

圖 3 三種能源與四種能源之效率前沿比較－不限制配比範圍

表 3 能源組合配比

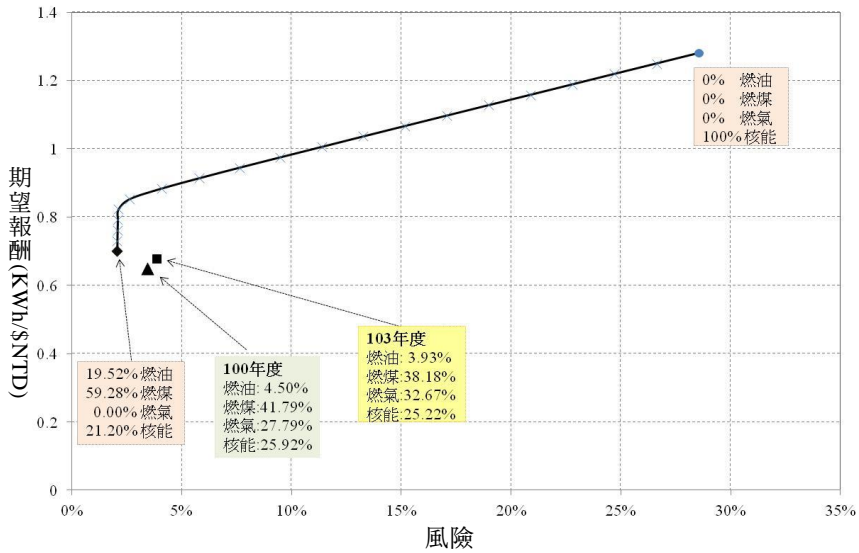
單位：%

三能源						
	A 點	B 點	C 點	D 點	E 點	F 點
燃油	96.72	38.83	0.00	0.00	0.00	0.00
燃煤	3.28	12.23	33.61	60.17	86.72	100.00
燃氣	0.00	48.94	66.39	39.83	13.28	0.00
四能源						
	A' 點	B' 點	C' 點	D' 點	E' 點	F' 點
燃油	19.52	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00
燃煤	59.28	72.98	54.77	34.85	14.94	0.00
燃氣	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
核能	21.20	26.08	45.23	65.15	85.06	100.00

資料來源：本研究整理。

圖 3 顯示同時考慮核能發電之效率前沿於僅使用化石能源之的效率前沿的相對位置，此表示在既定的風險下，核能發電的加入可提高發電的期望報酬。表 3 並顯示了效率前沿上不同位置的能源使用配比，表 3 內數字的求取方法係針對前述均異分析之數學規劃模式，所導出之聯立方程式所求出，因數字龐大複雜，本研究以 Matlab 軟體計算而得。從表中可以看出隨著燃油配比的減少以及燃煤配比的增加，可使發電報酬上升，但風險也隨之上升。若將核能發電考慮進去，則可以發現在效率前沿上，燃氣的使用占比皆為 0%，具有最低風險的發電能源使用配比为燃油 19.52%、燃煤 59.28%、燃氣 0% 與核能的 21.2% (A' 點)，而具有最高報酬的使用配比为 100% 使用核能發電，但此時的風險也達最高 (F' 點)。

圖 4 則顯示在四種能源組合下的效率前沿與民國 100 年及民國 103 年之能源配比實際之情形進行比較，可以發現實際的能源使用配比雖然十分接近效率組合的最低風險，但距離效率報酬尚有一段距離，故有改善空間。



資料來源：本研究整理。

圖 4 效率前沿與實際情形之比較

3.3 考慮效用函數下的最適能源配比

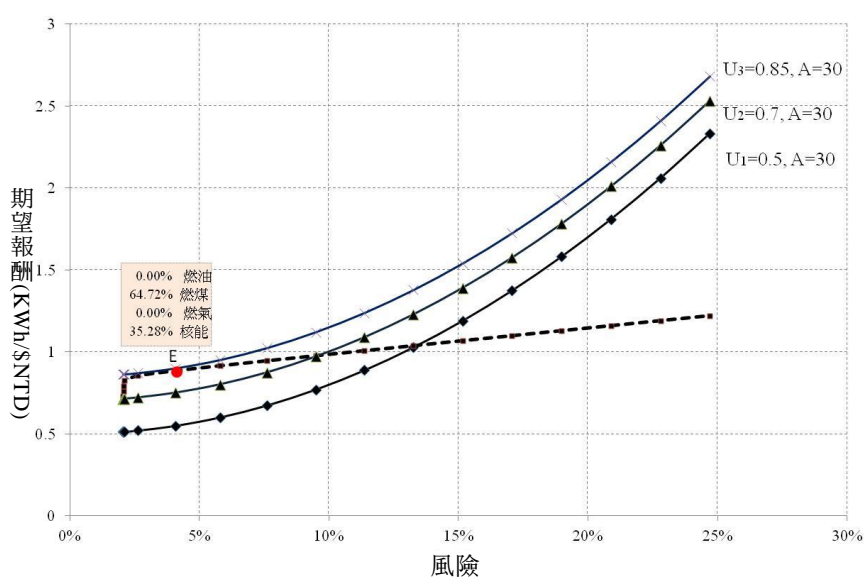
經由考慮如前述之效用函數於風險－期望報酬平面中，由如下之數學規劃模型，可求得最適能源配比：

$$\max_{\{w\}} U = E[\tilde{r}_p] - A\sigma_p^2 \quad (12)$$

s.t. 方程式(3)、(4)、(5)。

上式表示在既定的效率前沿上，我們要找到一個能使效用最大的能源配比。如圖 5 所示，虛線為效率前沿，而在固定的風險規避係數($A=30$)下可以找到效用最大下的能源使用配比如 E 點，該點為效率前沿與無異曲線的切點，因此我們可稱它為最適能源配比。圖 6 則考慮在固定效用水準下，不同風險規避係數下的最適能源配比，由(10)式可以看出，在相同的風險及效用水準下，風險趨避程度於高者，必須以較高的收益來做為補償，因此當風險趨避係數 A 愈

大時，無意曲線的形狀愈陡峭，圖 6 中的虛線為效率前沿，而 U_1 、 U_2 與 U_3 具有相同的效用，在風險規避程度較大的情況下 ($A=30$) 時，其無異曲線相對較陡，故會選擇較為接近 E 點的配比，當決策風險規避程度較低（相對較偏好風險）時，則會選擇接近 E' 點的配比。

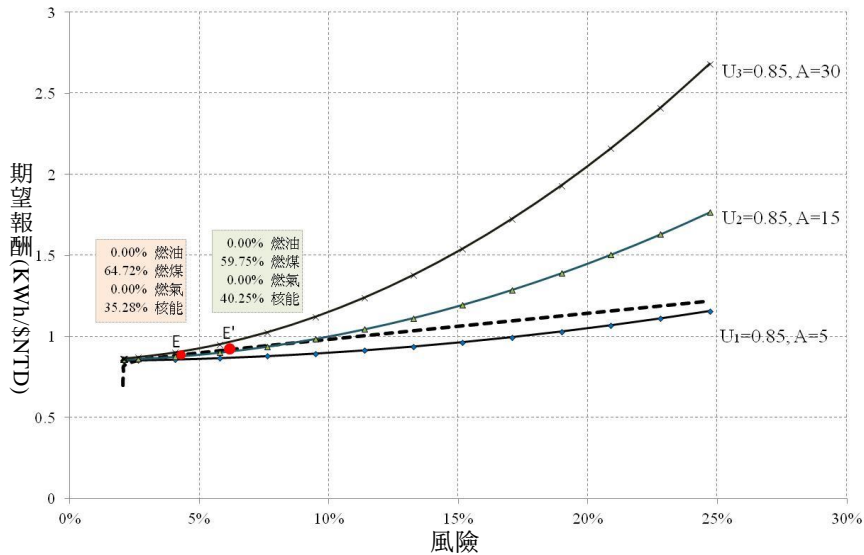


資料來源：本研究整理。

圖 5 考慮效用函數的效率前沿－固定風險規避係數

3.4 限制能源使用配比範圍下的效率前沿

在前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 小於 1，並未對其使用範圍做特別上下限之限制，為了考量其他非財務風險且較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，參考歷年臺灣的能源使用配比，於模型中我們限制各能源的使用範圍的上下限如下：

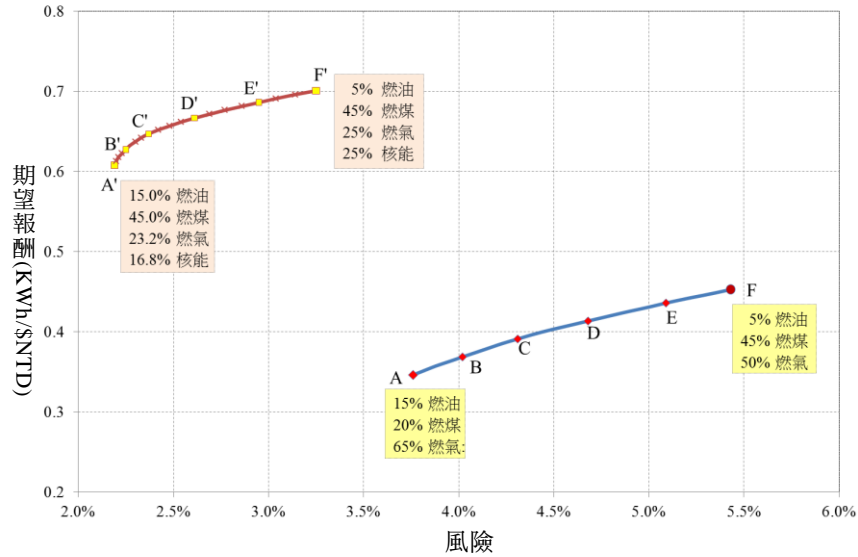


資料來源：本研究整理。

圖 6 考慮效用函數的效率前沿－固定效用值

$$\begin{aligned}
 &5\% \leq w_{\text{燃油}} \leq 15\%, \\
 &10\% \leq w_{\text{燃煤}} \leq 45\%, \\
 &20\% \leq w_{\text{燃氣}} \leq 65\%, \\
 &0\% \leq w_{\text{核能}} \leq 25\%.
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

則在上述限制下可繪出如圖 7 的效率前沿，另外，我們亦比較僅使用化石能源與加入核電之後效率配比前沿的比較，圖 7 可發現加入核電之後使用風險下降與發電報酬提高。表 4 則為效率前沿上不同位置的能源配比，表 4 之上半部顯示在僅使用化石能源時之配比，可以發現隨著燃油、燃氣比重的下降及燃煤比重的增加可提高發電效益；表 6 之下半部顯示在加入核能發電後，減少燃油及增加燃氣與核能，可以提高發電效益。此時具有最低風險的效率配比分別為 15%（油）、45%（煤）、23.2%（氣）與 16.8%（核能）。若與實際情況比較，發現尚有很大的改進空間。



資料來源：本研究整理。

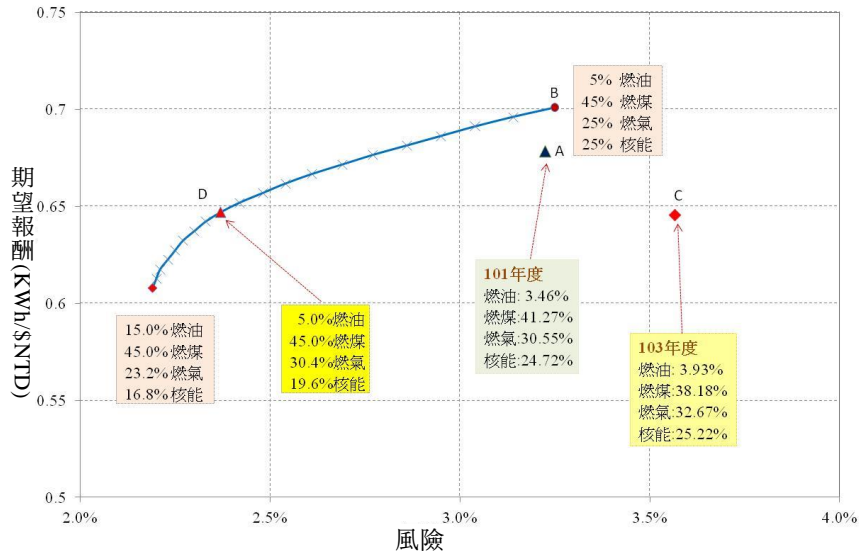
圖 7 三能源與四能源之發電比較－限制配比範圍

表 4 能源組合配比－限制配比範圍

單位：%

三能源						
	A 點	B 點	C 點	D 點	E 點	F 點
燃油	15.00	10.47	5.95	5.00	5.00	5.00
燃煤	20.00	24.53	29.05	34.67	40.57	45.00
燃氣	65.00	65.00	65.00	60.33	54.43	50.00
四能源						
	A' 點	B' 點	C' 點	D' 點	E' 點	F' 點
燃油	15.00	8.28	5.00	5.00	5.00	5.00
燃煤	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00
燃氣	23.20	28.73	30.42	28.45	26.48	25.00
核能	16.80	17.99	19.58	21.55	23.52	25.00

資料來源：本研究整理。



資料來源：本研究整理。

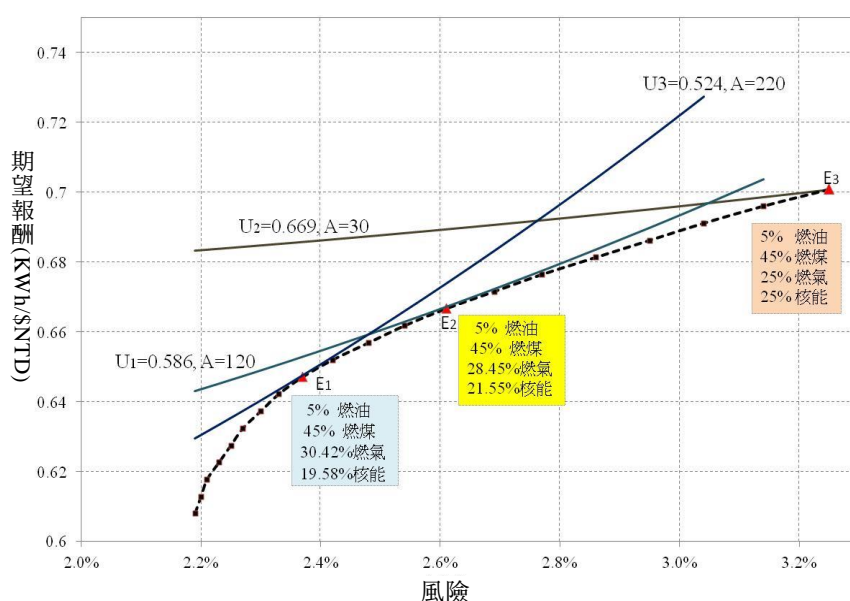
圖 8 限制配比下的效率前沿與實際狀況比較

圖 8 則為以 4 種能源發電與目前的實際情況進行比較，圖中顯示相較於民國 101 年，在相同的風險下可經由減少燃氣的配比，增加燃油、燃煤及核能的配比來提高發電報酬至效率前沿上如 B 點附近，換言之，在相同的風險下可使每一元新臺幣的發電量由 0.675KWh 增加至 0.7KWh，即每一元新臺幣成本約可多發 0.025KWh 的電量；若以民國 103 年的實際配比與效率前沿比較，則可知在相同的發電報酬下，可經由減少核能與燃氣的配比，提高燃油、燃煤的配比來大幅降低風險至效率前沿上的 D 點，亦即，在相同發電量之下，可將風險從 3.6% 降至 2.4%。

3.5 限制範圍下之最適能源配比

圖 9 顯示在限制範圍下的可能最適能源配比，圖中顯示切點沿著效率前沿變動的三條無異曲線（由於數值範圍甚小，故無異曲線接近於直線，代表風險趨避程度輕微）由 E₁ 點至 E₃ 點移動，風險

規避程度隨之下降（220 至 30），而燃氣的使用配比將下降、核能配比上升，效用也隨之增加，反之若風險趨避程度越大就會越減少核能使用而增加燃氣機組替代。此一結果亦顯示隨著風險規避係數的不同，將影響最適能源配比的選擇。然而，若要得知確切的最適能源配比，則必須取得實際的決策者風險效用無異曲線才能求得。



資料來源：本研究整理。

圖 9 限制範圍下之最適能源配比

3.6 考慮再生能源之效率前沿

一般而言，再生能源並不使用燃料，因此其發電成本不會受燃料價格波動的影響，故在考慮將再生能源加入能源配比時，可假設其為無風險性資產能源，其風險程度為 0，依據 Marín-Quemada et al. (2012)，當 100% 使用再生能源時，其組合點將位於縱軸上（風險為 0）。基於此，可以使再生能源與效率前沿上某一風險能源資產組合進行組合，其形式如下：

$$w_{RES} \times E[\tilde{r}_{RES}] + \sum_{i=1}^n w_i \times E[\tilde{r}_i] = E[\tilde{r}_p], \quad (14)$$

其中 w_{RES} , w_i 分別表示再生能源與風險性化石能源的使用配比， $E[\tilde{r}_{RES}]$ 為再生能源發電的期望效益， $E[\tilde{r}_i]$ 為風險性能源發電的期望效益， $E[\tilde{r}_p]$ 則為再生能源發電與風險性能源發電進行組合後的發電報酬。因此 w_{RES} , w_i 是下列數學規劃的解：

$$\begin{aligned} \min_{\{w\}} \quad & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \\ \text{s.t.} \quad & E[\tilde{r}_p] = \sum_{i=1}^n w_i E[\tilde{r}_i] + \left(1 - \sum_{i=1}^n w_i\right) E[\tilde{r}_{RES}], \\ & w_{RES} = 1 - \sum_{i=1}^n w_i, \\ & w_{RES} \geq 0, w_i \geq 0, (i=1, 2, \dots, n). \end{aligned} \quad (15)$$

利用 Lagrangian 方法，並將上述規劃以矩陣表示，則可使用以下式來求解 w_{RES} , w_i ：

$$\min_{\{w, \lambda\}} L(w, \lambda) = \frac{1}{2} w^T V w + \lambda \left[E[\tilde{r}_p] - w^T R - (1 - w^T \mathbf{1}) r_{RES} \right]. \quad (16)$$

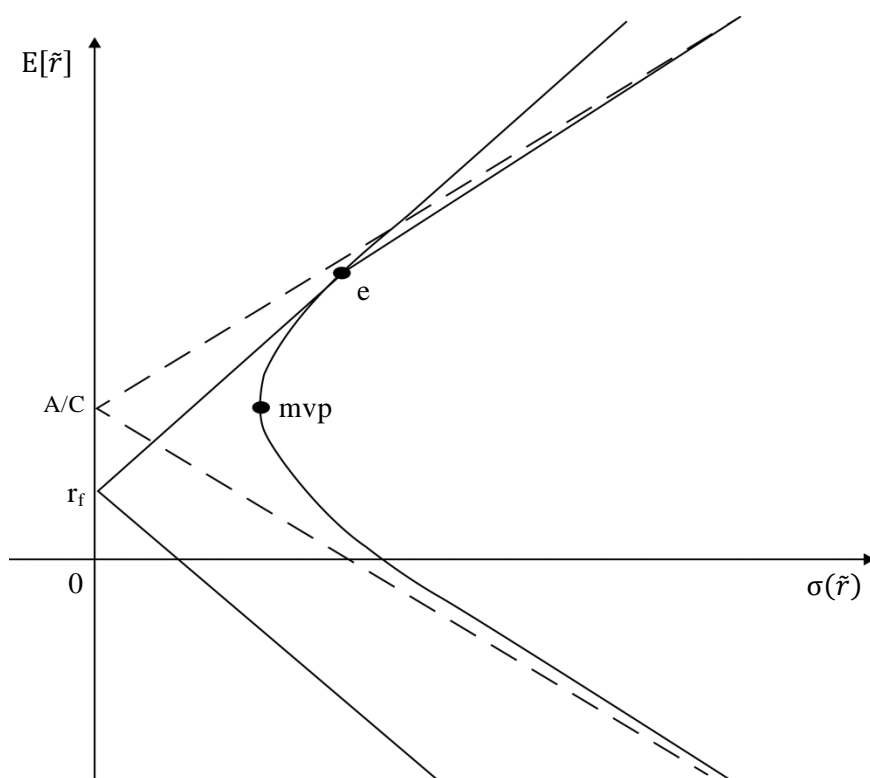
上式中， V 為變異共變異矩陣， $w^T = [w_1, w_2, \dots, w_n]$ ， $R^T = [\tilde{r}_1, \tilde{r}_2, \dots, \tilde{r}_n]$ ， $\mathbf{1}$ 為一個 $n \times 1$ 的單位矩陣。求解上述規劃可得：

$$\sigma(\tilde{r}_p) = \begin{cases} \frac{E[\tilde{r}_p] - r_{RES}}{\sqrt{H}}, & \text{若 } E[\tilde{r}_p] \geq r_{RES}, \\ -\frac{E[\tilde{r}_p] - r_{RES}}{\sqrt{H}}, & \text{若 } E[\tilde{r}_p] < r_{RES}. \end{cases} \quad (17)$$

上式表示在 $\sigma(\tilde{r}_p) - E[\tilde{r}_p]$ 座標平面中，效率前沿是以 $(0, r_{RES})$ 為頂點，斜率為 $\pm\sqrt{H}$ 的兩條射線（如圖 10 所示），而其中，

$$H = (R - 1r_f)^T V^{-1} (R - 1r_f) \quad (18)$$

如同(8)式所示。在圖 10 中， r_f 表示完全持有無風險能源，因此 r_f 即為 r_{RES} ，而 e 點為射線 $E[\tilde{r}_p] = r_f + \sqrt{H}\sigma(\tilde{r}_p)$ 與完全風險性能源組合的效率前沿之切點，因此介於 r_f 與 e 點之間的任一點即為部分無風險能源與風險能源組合所形成的組合。換言之，考慮再生能源之後的發電組合前沿將變成一條從縱軸出發而與風險性效率前沿組合相切的直線與切點後的前沿之聯集，即 $r_f e$ 直線與 e 點之後的雙曲線部分。



資料來源：Huang and Litzenberger (1988)。

圖 10 考慮無風險能源之效率前沿

表 5 臺灣再生能源發電報酬

年（民國）	KWh/ \$NTD		
	風力	水力	光電
99	0.2907	0.7576	0.0989
100	0.3676	0.6667	0.1064
101	0.2488	0.8475	0.1221
102	0.2950	0.8197	0.0880
103	0.2874	0.6494	0.0986
104	0.4505	0.4926	0.1134
平均	0.3233	0.7056	0.1034

資料來源：台灣電力公司，本研究整理。

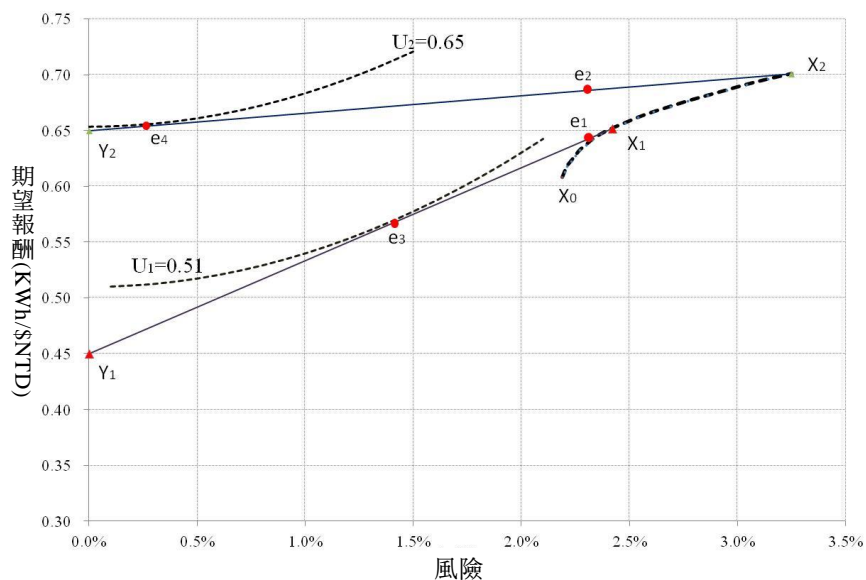
我們參考台電所公佈的風力、水力及太陽光電每度發電成本所計算的每元發電報酬如表 5，從表中可知從民國 99 年至 104 年的資料來看，再生能源的平均發電效益介於 0.10 至 0.71 KWh/\$NTD 之間。為了瞭解再生能源成本變化對最適能源配比的影響，我們假設當再生能源發電效益分別為 0.45KWh/\$NTD 及 0.65KWh/\$NTD 時，利用(15)式之模型設定，繪出如圖 11 之四能源發電組合中加入再生能源發電之後的效率前沿，圖中顯示當再生能源之發電效益為 0.45KWh/\$NTD 時，效率前沿將變成如圖中的 $Y_1e_1X_2$ ，若台灣電力公司或政府加強發電效益的提升，使發電效益提高為 0.65KWh/\$NTD 時，則效率前沿則變成直線 Y_2X_2 ，在此情況下，無異曲線可以在不減少風險的情況下，提高效率。表 6 顯示在加入再生能源後的能源配比，可以看出在維持風險不變之下，經由將再生能源的配比由 4.71% 增加至 29.52%，期望報酬可由 0.64 增加至 0.68，這表示效用亦將增加。

表 6 加入再生能源後的最適能源配比

點	風險	期望報酬	再生能源	燃油	燃煤	燃氣	核能
e ₁	0.0231	0.64	4.71%	14.29%	42.88%	21.64%	16.48%
e ₂	0.0231	0.68	29.52%	10.57%	31.71%	16.35%	11.84%
e ₃	0.0142	0.57	41.18%	8.82%	26.47%	13.36%	10.17%
e ₄	0.0027	0.65	92.38%	1.14%	3.43%	1.77%	1.28%

資料來源：本研究整理。

若我們進一步考慮一代表性風險趨避決策者的效用，如圖 11 中之 U_1 及 U_2 所示，當發電收益由 0.45KWh/\$NTD 提高至 0.65KWh/\$NTD 時，最適配比將由 e₃ 點移至 e₄ 點，其中再生能源的占比將由 41.18% 上升至 92.38%。因此可知，將再生能源加入能源組合可以提高發電組合在既定風險下的發電效益，並且，當再生能源的發電效益愈高時(亦即再生能源發電成本持續下降)，所能提升的效用愈高。



資料來源：本研究整理。

圖 11 考慮再生能源下的效率前沿

3.7 最適能源配比下的 CO₂ 排放分析

本小節以民國 103 年做為比較之基準，探討在最適能源配比下的溫室氣體排放變化情形。表 7 為台電 103 年度火力發電量與溫室氣體排放量，由於不同燃料的單位碳排放量不同，故首先依不同發電方式下的發電量計算每度發電的平均溫室氣體排放量，結果如表 7 所示。

表 7 民國 103 年度台灣電力公司火力發電及溫室氣體排放量

發電方式	燃料	發電量 (億度)	占火力 發電比 重(%)	排放量 (萬公噸 CO ₂ e)	占比(%)	每度排放量 (Kg/KWh)
燃油	重油	60.0	5.0	504	5.97	0.8720
	輕油	2.7	0.2			
燃氣	天然氣	537.0	44.5	2,234	26.47	0.4160
燃煤	煤	608.0	50.3	5,700	67.56	0.9375
合計		1,207.7	100.0	8,438	100.00	

資料來源：台灣電力公司，每度排放量為本研究計算。

在表 7 的基礎下，接著以台電民國 103 年火力發電總量(1,207.7 億度)，計算在各種配比下的溫室氣體排放量如表 8 最後一欄。表 8 比較了台電民國 103 年實際發電量配比下的溫室氣體排放及效率前沿上最大報酬及風險(圖 12 之 X₂ 點)、最小報酬及風險(圖 12 之 X₀ 點)不考慮再生能源之情況，以及考慮再生能源後(假設最適點為 e₁ 以及在相同風險下的 e₂ 點)再生能源成本下降的溫室氣體排放情形。從表中可以發現在不加入再生能源的情況，無法降低溫室氣體排放；在考慮再生能源的情況下，若比較風險相同情況下再生能源發電效益增加時的(如 e₁、e₂ 點)變化，溫室氣體的排放將隨再生能源發電效益的增加而減少，而且既能使核能減半，亦能降低排

放。若進一步考慮風險趨避決策者的選擇（ e_3 、 e_4 點），則 CO_2 排放將更進一步下降至 872 萬公噸（表 8）。

表 8 溫室氣體排放量比較

組合點	再生 能源	燃油	燃煤	燃氣	核能	期望 報酬	風險	CO_2e 排放 (萬公噸)
103 年配比	4.54%	3.75%	36.45%	31.19%	24.08%	0.6455	3.93%	8,434
極大報酬	-	5.00%	45.00%	25.00%	25.00%	0.7009	3.25%	9,526
極小風險	-	15.00%	45.00%	23.20%	16.80%	0.6080	2.19%	10,860
e_1	4.71%	14.29%	42.88%	21.64%	16.48%	0.6400	2.31%	10,315
e_2	29.52%	10.57%	31.71%	16.35%	11.84%	0.6800	2.31%	7,653
e_3	41.18%	8.82%	26.47%	13.36%	10.17%	0.5705	1.42%	6,710
e_4	92.38%	1.14%	3.43%	1.77%	1.28%	0.6522	0.27%	872

資料來源：本研究整理。

說明：民國 103 年之 CO_2e 排放為台電依各能源發電量所計算公佈之排放量，其他情況之排放量為本研究依據表 8 台電之火力發電度數（1,207.7 億度）及每度排放量，計算各石化能源組合配比之排放量。

4. 結論與建議

本研究利用財務上之資產最適組合理論來進行臺灣最適電源配比風險決策的探討，結果顯示若不考慮能源使用配比的限制，則提高核能，減少其他化石燃料的使用可以提高發電的報酬，但隨著報酬的提高，風險亦隨之增加；若限制各類能源使用配比之合理範圍，則在穩定的燃煤與燃氣的使用範圍內，隨著減少燃油的使用配比與增加核能的使用配比，可以增加發電效益。另外，不論是否對能源的使用範圍進行限制，以四種能源來進行發電組合的效益絕對大於三種能源之發電組合，這顯示增加能源使用的種類，亦即能源多樣化與多元化絕對可降低風險並增進發電效益。而將再生能源加入能

源組合並逐漸提升其發電收益，則可以使能源配比不受原來化石能源效率前沿的限制，使得在相同的風險下，可以進一步提升能源組合的發電報酬與效用，並可進一步減少溫室氣體排放。因此，要達成節能減碳之目標，其代價為台灣電力公司或政府應增加再生能源裝置容量並提升其發電效率。

由於資料的限制，本研究僅能以台灣電力公司所公佈之發電成本來進行分析，探討發電組合配比、發電報酬、發電組合風險以及其對於具風險趨避之代表性個人效用水準的影響，在未來若能有台灣電力公司各類發電成本（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）的構成資料，並配合碳排放與碳價資料，將能進行更精確的最適能源使用配比分析。此外，本文所探討分析的能源風險也僅代表經濟市場面向的價格波動下能源市場財務風險及其風險管理，與一般傳統的能源風險所涉及的多面向多準則分析有所不同（如各類機組的有毒廢料、排放或工安及社會抗爭事件等風險），這是本研究的限制。

參考文獻

- 王鈺惠 Wang, Yu-Hui (2010), 「台灣電力部門供給面減碳政策效益評估」“The CO₂ Emission Reduction Benefit Assessment of the Supply-Side Policies for Taiwan Power Sector”, 碩士論文 MA. Thesis, 成功大學資源工程學系 National Cheng Kung University Department of Resources Engineering。(in Chinese with English abstract)
- 台灣電力公司 Taiwan Power Company, 「成本分析表」“Cost Analysis Table”, http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a02.aspx。
- 朱證達 Chu, Cheng-Ta (2015), 「Taiwan 2050 Calculator-工具特色介紹與電力系統」“Taiwan 2050 Calculator-Its Functional Introduction and Power System”, 中技社專家座談會 CTCI Foundation Expert Discussion Forum。
- 李堅明、李冠晨、葉鈞喬 Lee, Chien-Ming, Kuan-Chen Lee and Chin-Chau Yeh (2015), 「臺灣永續發電配比決策模式之研究－應用資產組合理論」“The Study of Taiwan Sustainable Generation Mix Decision Making－An Application of Portfolio Theory”, 能源資訊平台 Energy Information Platform, <http://eip.iner.gov.tw>。
- 梁啟源、鄭睿合、郭博堯、郭箴誠 Liang, Chi-Yuan, Ruei-He Jheng, Po-Yao Kuo and Chen-Cheng Kuo(2015), 「我國最適電力配比之研究」“The Study of Optimal Electricity Allocation in Taiwan”, 臺灣能源期刊 *Journal of Taiwan Energy*, 2:4, 481-496。
- 郭瑾瑋、周裕豐、洪明龍、劉子衙 Kuo, Jing-Wei, Yu-Feng Chou, Ming-Lung Hung and Tzu-Yar Liu (2015), 「應用臺灣 TIMES 模型進行我國長期電力供需規劃」“Long-Term Electricity Supply-Demand Planning Simulation Using Taiwan TIMES Model”, 臺灣

能源期刊 *Journal of Taiwan Energy*, 2:4, 363-382。

楊秉訓 Yang, Bing-Xun (2013), 不確定與經濟決策 *Economic Decisions under Uncertainty*, 台北:翰蘆圖書出版有限公司, Taipei: Han Lu Publishing。

經濟部能源局 Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs (2015), 「能源開發政策評估說明書」 “An Explanatory Report on Assessment of Energy Development Policy”。

劉哲良、王鈺惠、陳家榮 Liou, Je-Liang, Yu-Hui Wang and Chia-Rong Chen (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」 “Impact Analysis of Generation Emission Standard to the Cost of Electricity Supply Industry and CO₂ Emissions”, 綠色經濟電子期刊 *Green Economy*, 1:1, A1-A16。

賴正文 Lai, Cheng-Wen (1999), 「電力供給模型之建立及其應用之研究」 “A Study on the Model Construction and Application of Power Generation”, 南榮學報, *Journal of Nan Jeon*, 3, 9-20。

鍾雨璇 Chung, Yu-Hsuan (2014), 「台灣發電業最適電力配比之研究」 “The Optimal Electricity Allocation Proportion for Taiwan”, 碩士論文 MA. Thesis, 成功大學資源工程學系 National Cheng Kung University Department of Resources Engineering。(in Chinese with English abstract)

AEMO (Australian Energy Market Operator) (2014), *Planning Methodology and Input Assumptions*, AEMO, Australia, Available at: <http://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Planning-and-forecasting/National-Transmission-Network-D evelopment-Plan/-/media/FBBF4E5174DF472DAAB429E57799F4 F0.ashx>.

Akira, Y., M. Aoshima and K. Ito (2015), “Toward Choosing Energy Mix,” The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), <https://eneken.ieej.or.jp/data/5886.pdf>.

- Awerbuch, S. and M. Berger (2003), *Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making*, Paris, IEA Report Number EET/2003/03.
- Awerbuch, S. and S. Yang (2007), “Efficient Electricity Generating Portfolios for Europe: Maximising Energy Security and Climate Change Mitigation,” *EIB Papers*, 12:2, 8-37.
- Bar-Lev, D. and S. Katz (1976), “A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry,” *The Journal of Finance*, 31:3, 933-947.
- 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.
- Bodie, Z., A. Kane and A. J. Marcus (2011), *Investments*, New York: McGraw-Hill.
- DECC (Department of Energy and Climate Change) (2010), “2050 Pathways Analysis,” Department of Energy and Climate Change, HM Government, London. Available at: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/68816/216-2050-pathways-analysis-report.pdf.
- DECC (Department of Energy and Climate Change) (2013), “Updated Energy and Emissions Projections 2013,” Department of Energy and Climate Change. Available at: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/239937/uep_2013.pdf.
- Francis, J. C. and D. Kim (2013), *Modern Portfolio Theory: Foundations, Analysis, and New Developments*, Hoboken, New Jersey: Wiley.
- Huang, C. F. and H. R. Litzenberger (1988), *Foundations for Financial Economics*, New Jersey: Prentice Hall.
- IEA (International Energy Agency) (2015), “Energy and Climate

- Change,” IEA, World Energy Outlook Special Report 2015.
- Marín-Quemada, J. M., J. García-Verdugo and G. Escribano (2012), *Energy Security for the EU in the 21st Century*, London: Routledge.
- Markowitz, H. (1952), “Portfolio Selection,” *The Journal of Finance*, 7:1, 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*, 30:4, 1831-1849.
- Wu, J. H. and Y. H. Huang (2014), “Electricity Portfolio Planning Model Incorporating Renewable Energy Characteristics,” *Applied Energy*, 119:15, 278-287.
- Zhu, L. and Y. Fan (2010), “Optimization of China’s Generating Portfolio and Policy Implications Based on Portfolio Theory,” *Energy*, 35:3, 1391-1402.

The Study of Optimal Electricity Portfolio Planning under Risk and Uncertainty

Wang, King-Min, Ting-Wei Kuo, Tzu-Hsun Hsiao and
Yo-Min Lin

Abstract

Fossil fuel price volatility is one of the key factors impacting energy security. Taiwan relies upon imported energy for more than 90% of its total energy usage, making it highly vulnerable and deeply influenced by the uncertainty of international fuel markets. Therefore, Taiwan's energy investment decision is confronted with risk from fossil fuel prices. To understand how to set up electricity portfolio planning under risk and uncertainty, this study adopts a Mean-Variance Analysis of portfolio theory and employs the expected utility theorem to explore the optimal electricity portfolio for Taipower Company, the resultant expected return and risk of the generation system, and the condition of CO₂ emissions. The results indicate that, under the case without renewables, using more nuclear energy in the portfolio can increase the expected return, but at a cost of slightly higher risk. In the case with renewables added, the results demonstrate that using more renewable energies has the advantage of hedging against the fuel price risk while maintaining the same expected return level. Therefore, if generation efficiency and cost of renewables

Wang, King-Min, Chung-Hua Institution for Economic Research, No. 75, Chang-Hsing St., Taipei City 10672, Taiwan, R.O.C., Tel.: 886-2-27356006 ext. 532, E-mail: kimmie@cier.edu.tw. Ting-Wei Kuo, Taiwan Power Research Institute Taiwan Power Company, No. 198, Sec. 4, Roosevelt Rd., Taipei City 10016, Taiwan, R.O.C., Tel.: 886-2-23601259, E-mail: u117301@taipower.com.tw. Tzu-Hsun Hsiao, Institute of Nuclear Energy Research, No. 1000, Wenhua Rd., Taoyuan City 32546, Taiwan, R.O.C., Tel.: 886-03-4711400 ext. 2727, E-mail: skyschin@iner.gov.tw. Yo-Min Lin, Chung-Hua Institution for Economic Research, No. 75, Chang-Hsing St., Taipei City 10672, Taiwan, R.O.C., Tel.: 886-2-27356006 ext. 5341, E-mail: yumin55@gmail.com.

Received 4 May 2016; revised: 20 September 2016; accepted 29 December 2016.

can be improved by technological progress, then the return of the electricity portfolio can be increased and CO₂ emissions can be mitigated significantly. Our study contributes to the risk management of electricity portfolio planning and to the advantages of employing renewables in the energy generation mix. However, the risk matter in the study is limited to the fossil fuel price risk in financial markets. This is not total energy risk as related to the conventional concept of energy security, but it should be taken into consideration by a multi-dimensional analysis in a future study.

Keywords: Generation Mix, Portfolio Theory, Renewable Energy, Mean-Variance Analysis

JEL Classification: G11, Q40, Q41, Q48

— |

| —

— |

| —