

# 我國最適電力配比之研究

梁啟源<sup>1</sup> 鄭睿合<sup>2\*</sup> 郭博堯<sup>3</sup> 郭箴誠<sup>4</sup>

## 摘要

為因應地球暖化及穩定能源供給，政府長期以來推動能源多元化，並發展包括核能在內的低碳能源使用，惟因福島事件後，政府頒布之新能源政策以「穩健減核」為推動主軸，並大幅度提高再生能源發展目標。因此，本文目的在於評估各項能源成本變動下電力配比的可能情境，透過可考慮基、中、尖載及輔助電源特色之經濟計量模型，研析在成本最小化條件下，我國各類發電技術之最適配比，同時考量不同碳稅課徵稅額時最適配比影響和變化。本文發現，依成本極小化原則所估計之最適配比，核能發電比重在未課徵碳稅情境應占發電系統13%以上，若為課徵碳稅情境時，隨著稅額越高，則核能最適配比將進一步增加。以碳稅稅額40美元/噸CO<sub>2</sub>為例，核能最適配比將近16%，顯示核能仍扮演重要的電力供應來源，而不宜完全排除核能，故能源政策制訂可考慮將核四商轉或既有核能機組全部／部分延役作為選項。其次，再生能源最適配比在未課徵碳稅情境下約為6.40%，低於目前規劃的2025年再生能源發展目標配比(11.7%)，惟隨著稅額越高，再生能源最適配比亦將進一步增加到8.16%，顯示欲達到規劃之再生能源發展目標，在能源政策上可考量搭配碳稅稅制，將各類發電技術的碳排放成本合併考量，作為支持達到再生能源發電目標之方式。

**關鍵詞：**最適配比、電力、能源稅、碳稅、電力模型

## 1. 前言

隨著政府間氣候變遷專家小組(Intergovernmental Panel on Climate Change of the UN, IPCC)所公布之氣候評估報告，有越來越多的資料顯示，全球溫室氣體濃度增加來自於人類活動，且為將全球氣溫控制於工業革命前的溫度增溫2°C內，則2100年大氣中溫室氣體濃度應控制在450 ppm二氧化碳當量，亦評估由於技術限制或延遲所導致全球減緩成本之增幅，其中，若排除核能所增加之減緩成本幅度約為7%，高於太陽能/風力技術限制所造成的成本

增幅(6%) (IPCC, 2013; IPCC, 2014)。此外，國際能源署(International Energy Agency, IEA)與世界經濟暨開發組織之核能署(The Organization for Economic Cooperation and Development/Nuclear Energy Agency, OECD/NEA) 2015所發布之研究報告亦指出，為了控制全球氣溫上升不超過2°C，核能在電力系統中扮演重要角色，裝置容量應由2013至2014年的396 GW增加至2050年的930 GW，然因2011年日本福島事故，影響許多國家短中期的核電廠發展(IEA/NEA, 2015)。另由IEA (2015)之資料顯示，2000年至2014年全球二氧化碳排放量年增率達2.3%，高

<sup>1</sup>中華經濟研究院 董事長

<sup>2</sup>中華經濟研究院 分析師

<sup>3</sup>中技社能源技術發展中心 組長

<sup>4</sup>中華經濟研究院 輔佐研究員

\*通訊作者, 電話: 02-27356006#6201, E-mail: mike.jen@cier.edu.tw

收到日期: 2015年10月16日

修正日期: 2015年11月18日

接受日期: 2015年11月27日

於1990-2000年之1.2%，增速提高主因來自於非OECD國家的電力部門。

有鑑於電力與能源系統對一國之溫室氣體排放量有顯著影響，許多國家進行能源或電力配比相關之研究，以掌握能源發展情勢與碳排放量間之關連。英國能源與氣候變遷部(Department of Energy & Climate Change, DECC)運用能源及排放推估模型(Energy and Emissions Projections Model)，衡量在不同情境與能源價格、經濟成長率等因素下，能源用量變化與英國碳排放量之影響，以協助政府瞭解碳預算之控制與相關政策製訂。此外，在電力部門中則以動態調度模型(Dynamic Dispatch Model)依成本極小化原則進行發電組合運算，根據估計，2020-2030年以燃料別區分電力供應時，電力供給以再生能源、天然氣與核能為主，燃煤比重則逐漸降低(DECC, 2013a)。

其次，日本自福島事故後持續進行最適電源結構之研析與討論，至2015年4月份，日本經濟產業省(以下稱經產省)公布日本2030年電源結構方案顯示，2030年時日本核能發電比重為20~22%，再生能源(含太陽能)發電比重則達22~24%，天然氣、燃煤與燃油之發電比重則分別為27%、26%和3%，且若發電成本較低之核能占比超過20%時，可吸收再生能源比重上升所增加之成本，同時可有抑制電價上漲之效。(Akira *et al.*, 2015；Matsuo, 2015；蘇顯揚, 2015)。

再者，IEA (2015)估計美國在國家自主決定預期貢獻(Intended Nationally Determined Contributions, INDCs)情境下，2013-2025年之電力需求因能源效率提升，增幅僅為9%，電力部門則透過潔淨電力法案(Clean Power Plan)和改善能源效率等方式，降低二氧化碳排放量，且估算至2025年燃煤機組之裝置容量與發電量預期分別降低20%、17%，將由燃氣與再生能源等機組替代燃煤機組。

臺灣過往探討我國電力最適配比相關議題之研析方面，賴正文(1999 & 2015)以電力多

目標規劃模型(電力機組擴增計畫模擬模型)，在總發電成本最低之日標函數設定下，分析核四封存與既有核電廠延役情境，台電系統與全國系統之最適電力配比，研究結果顯示，台電系統電力最適配比於2025年之燃煤、燃油、燃氣、核能、再生能源與抽蓄水力之發電量比重分別為46%、0%、29%、15%、9%及1%；全國系統電力最適配比於2025年之燃煤、燃油、燃氣、核能、再生能源與抽蓄水力之發電量比重分別為38%、2%、32%、8%、16%及4%。蔡明益(2001)、王鈺惠(2010)、鍾雨璇(2014)和劉哲良等(2015)亦運用電力多目標規劃模型進行在不同政策衝擊情境下，對我國電力供應業者之最適電源配比或碳排放影響研究。

李堅明等(2015)則利用最適控制模型(optimal control model)，規劃符合WSSD五大原則之永續電力發展的發力組合進行電力配比之估算，其研究結果顯示，在理想情境中將追求低碳與低成本發電技術，故最適之核能發電占比為33.1%，再生能源發電占比為17.8%；若為核四不運轉情境，則2025年之燃煤、燃油、燃氣、核能、再生能源與抽蓄水力之發電量比重分別為30.6%、0.8%、42.2%、8%、16%及9.5%。郭瑾瑋(2015)運用Times模型，以能源技術為基礎與線性規劃模式，在能源系統成本最小化目標下，規劃未來符合能源供需平衡、環境與資源限制下的能源(含電力)供需、能源技術組合、二氧化碳排放量等，亦可依模型電力負載與備用容量率設定，規劃各年度燃料別裝置容量與發電量結構。朱証達(2015)則以2050 Calculator模擬在不同情境之下，考量備用容量率、限電時數、能源開發邊際成本、能源密集度、排放密集度、再生能源開發的土地使用程度…等相關因素，對電力供需與各類能源配比之變化。若以再生能源極大為目標，且以大量再生能源取代燃煤與核能時，預估2030年再生能源發電占比為21%、核電比重為0%；若為兼顧電力穩定供應與較低電價情境時，則2030年再生能源發電占比應為9%、核電比重為18%。

我國於INDC中設定2030年排放量在BAU (Business As Usual)情境下減量50%，相當於2005年排放量再減20%，此減碳目標適用於全國各部門，且2015年7月頒布實施之《溫室氣體減量及管理法》，最終目標是2050年降至2005年排放量50%以下，相關政策趨勢將對國內各部門帶來減碳壓力，因此，我國電源配比變化亦將影響減碳目標與成效。此外，國內相關文獻所使用之係數或參數(如彈性值)並非內生決定，對估計結果將有所影響，楊浩彥(2009)提出，因跨國間的要素替代彈性差異頗大，而引用非在地化的要素替代彈性，會對經濟、能源與環境等互動關係的分析結果帶來差異相當大的分析結果，故本文透過建置能反映本土能源價格變動及能源成本結構變動，對於個別能源之價格需求彈性影響、能源間交叉彈性和代替彈性關係之電力子模型，用以衡量在基準情境與不同碳稅稅額情境下，我國電力最適配比。

## 2. 研究方法及資料來源

本文所建置之電力子模型已考量基、中、尖載機組與輔助電源之特性，並兼顧減碳成本，估計在成本極小化原則下之我國最適電源配比，茲說明研究方法與資料來源如下：

### 2.1 電力子模型之建置

參考梁啟源(2000)、Liang (1987)、

Jorgenson and Liang (1985)和Liang (1999)之研究方法，建構一電力子模型，藉以分析在成本極小化原則下之我國最適電力配比，並進一步考量在不同碳稅課徵情境下，各類發電技術最適配比變化。電力子模型主要包含一個價格方程式(電力價格)及五個份額方程式，實際估計函數係數時進一步採用非常一般化的超對數(Translog)函數型式，且將電力系統依機組特性劃分為基載、中載、尖載、再生能源及其他(含台電自發與外購之再生能源、慣常水力)和汽電共生等五個類別，架構圖如圖1所示。

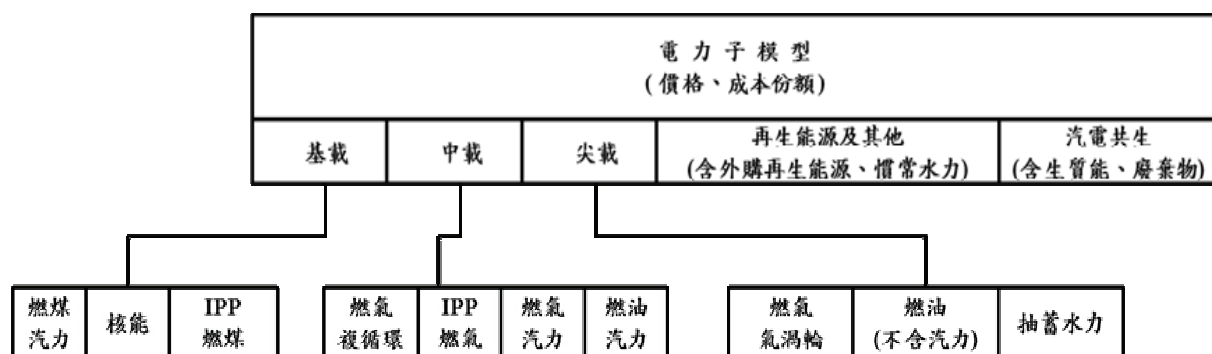
其中，基載發電機組包含燃煤汽力機組、核能機組以及IPP燃煤；中載發電機組涵蓋燃氣複循環發電、民營電廠燃氣、燃氣汽力機組及燃油汽力機組；尖載發電機組包括燃氣氣渦輪機組、燃油機組及抽蓄水力機組，依據架構建構模型如下：

一般式：

$$ES = ES(BL(C, NU, IPPC), ML(COMSTEN, IPPN, STEAMN, STEAMO), PL(TURBINEN, O, H), REN, CHP, T, D) \quad (1)$$

依據對偶理論：

$$\begin{aligned} P_{ES} &= P_{ES}(P_{BL}, P_{ML}, P_{PL}, P_{REN}, P_{CHP}, T, D) \\ P_{BL} &= P_{BL}(P_C, P_{NU}, P_{IPPC}, T, D) \\ P_{ML} &= P_{ML}(P_{COMSTEN}, P_{IPPN}, P_{STEAMN}, P_{STEAMO}, T, D) \\ P_{PL} &= P_{PL}(P_{TURBINEN}, P_O, P_H, T, D) \end{aligned} \quad (2)$$



資料來源：本研究繪製

圖1 電力子模型架構

於函數中，BL表基載發電，ML表中載發電，PL表尖載發電，REN表再生能源及其他(含自發與外購之風力、太陽光電，不含地熱，以及慣常水力)，CHP則表示為汽電共生；C表示燃煤汽力、NU表示核能機組、IPPC表示民營電廠燃煤；COMSTEN表燃氣複循環機組、IPPN表民營電廠燃氣、STEAMN表燃氣汽力、STEAMO表燃油汽力；TURBINEN表燃氣氣渦輪機組，O表燃油發電(燃油汽力以外之燃油機組)，H表抽蓄水力，T則為以時間代表之趨勢，D表示外生因素事件發生時點之虛擬變數；本文在模型中納入1997年京都議定書簽定、1999年開放民營電廠、2009年通過再生能源發展條例等事件進行模擬分析。

電力子模型之成本係考量各類能源之燃料成本、維護費、輔助費和外部成本，用以反應在發電成本極小化之條件下，我國電力部門適合之發電方式，相關數量與成本資料來源係取自台灣電力公司會計處及企劃處。

依據電力子模型架構，建立電力子模型之電力成本方程式為：

$$\begin{aligned} \ln P_{ES} = & \ln \alpha_0 + \alpha_T T + \sum_i \alpha_i \ln P_i \\ & + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \beta_{ij} \ln P_i \ln P_j \\ & + \sum_i \beta_{iT} \ln P_i T + \frac{1}{2} \beta_{TT} T^2 \\ & + \alpha_D D + \sum_i \beta_{iD} \ln P_i D + \frac{1}{2} \beta_{DD} D^2 \\ & i, j = \text{BL, ML, PL, REN, CHP} \end{aligned} \quad (3)$$

上式中，基載發電成本為台電燃煤汽力發電、核能機組和民營電廠燃煤汽力發電之Divisia index；中載發電成本為台電燃氣複循環發電、民營電廠燃氣複循環、台電燃氣汽力機組及台電燃油汽力機組之Divisia index；尖載發電成本為台電燃氣氣渦輪、燃油其它機組(不含汽力)和抽蓄水力機組之Divisia index，各係數之意涵為：

$\alpha_0$ ：其他情況不變之下，電力部門的平均發電成本

$\alpha_T$ ：其他情況不變之下，電力部門所面對的平均成本，隨時間的經過將呈現上升或下降的情況

$\alpha_D$ ：其他情況不變之下，電力部門所面對的平均成本，受外生政策或事件影響之程度

$\alpha_i$ ：其他情況不變下，第i種發電成本對總發電成本的影響程度或比重

$\beta_{ij}$ ：其他情況不變下，第i種及第j種發電方式之成本於交互作用下對總發電成本的影響程度或比重

$\beta_{iT}$ ：其他情況不變下，第i種發電成本對總發電成本的影響程度或比重，隨時間的經過呈現增加或減少的情況

$\beta_{iD}$ ：其他情況不變下，第i種發電成本對總發電成本的影響程度或比重，受外生政策或事件影響之程度

$\beta_{TT}$ ：其他情況不變之下，所面對的平均發(購)電成本，隨時間的經過將呈現加劇或減緩的情況

$\beta_{DD}$ ：其他情況不變之下，所面對的平均發(購)電成本，受外生政策或事件影響變化將呈現加劇或減緩的情況

電力子模型之份額方程式為：

$$S_i = \frac{\partial \ln P_{ES}}{\partial \ln P_i} = \alpha_i + \sum_j \beta_{ij} \ln P_j + \beta_{iT} T + \beta_{iD} D \quad i, j = \text{BL, ML, PL, REN, CHP} \quad (4)$$

為了滿足成本最小的均衡條件，在估計時，上列各子模型的各種方程式係數尚須滿足下列的限制條件：

- (1) 成本函數為要素價格的一階齊次式；
- (2) Hessian矩陣具對稱性；
- (3) 各別要素份額須大於或等於零，且所有要素份額之和為1；
- (4) 成本函數為凹性(Concavity)函數；

## 2.2 參數設定、相關假設及資料來源說明

### 2.2.1 未來發售電成本預測



為了解未來不同能源配比情境下，對我國各類發電成本之影響，本文參考國際研究機構對各類燃料的長期燃料價格預測結果，衡量我國未來燃煤、燃油、燃氣、核能、再生能源等未來發電成本，進而用以衡量未來我國各類發電配比變化之影響。茲整理2013與2025年各類能源發電成本數值如資料來源：本文繪製圖2，並說明推估方式如下：

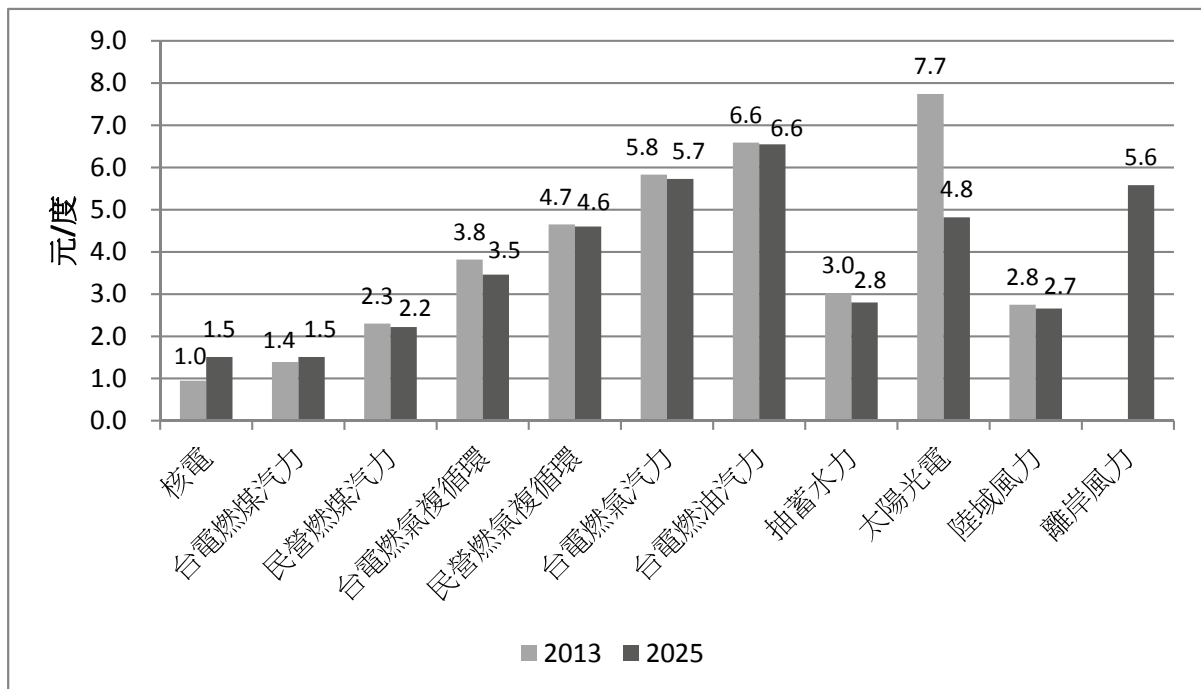
首先，燃煤發電成本之趨勢參考OECD/IEA (2013)與世界銀行(World Bank, 2015)之澳洲煤炭價格預測分析，同時在新建燃煤機組部分參考台電既有燃煤汽力機組之容量因數(約89~90%)條件下，估計初設成本、運轉維護成本等，進而推估未來台電既有燃煤汽力機組及新建燃煤汽力機組(超超臨界技術)之淨發電成本，預估2025年既有燃煤汽力和新建燃煤機組不含CO<sub>2</sub>成本分別約為1.465元/度及1.588元/度。

其次，在我國既有燃油汽力之未來發電成本推估方面，係參考台電燃油汽力之淨發電成

本、發電效率、容量因數及台灣中油公司發電用燃料油牌價等資料，並以世界銀行(2015)發布之國際原油價格趨勢預測，推估未來各年度既有燃油汽力之發電成本，預估至2025年約為6.6元/度。

再者，就燃氣發電成本部分，運用與原油指標價格連動之LNG進口合約計價參考公式，並參考世界銀行(2015)發布之國際原油價格預測值為原油指標，進行我國液化天然氣進口價格未來趨勢推估，若以我國現有的燃氣複循環機組而言，2013年發電成本約為3.82元/度，預計於2025年台電燃氣複循環機組之淨發電成本約為3.5元/度。

此外，在核能發電成本之設定上，我國新建核能電廠參照既有核能電廠之近期容量因數(約為92%)，以及其經濟壽齡為40年的條件下，新建核能電廠每度淨發電成本所攤提之初設成本及運維成本，分別為0.714元/度及0.368元/度。運維成本中，固定部分占65%，變動部分占35%，若考量0.4元/度之核能後端成本，



註：核能發電成本須視核四是否商轉及既有核電廠是否延役而訂，圖中以有核四、無延役為例，且核電成本為新舊機組均同時存在下之平均發電成本  
資料來源：本研究繪製

圖2 各類發電技術之發電成本數值

並假設初設成本、固定運維成本及核能後端成本等皆不隨年度變動，同時假設變動運維成本與燃料成本隨年度變動，且變動趨勢參考EIA (2014)所預測美國新建核能電廠之變動運維成本(含燃料成本)變化趨勢進行推估，可得我國2025年新建核能電廠(龍門計畫)之發電成本為1.663元/度(不含啟封再運轉成本；若含啟封再運轉成本則為1.707元/度)。

另一方面，就太陽光電未來發電成本推估數值，由於臺灣可利用土地有限，因此對於太陽光電的推廣策略採「先屋頂後地面」，目前鼓勵推廣的主要範圍為屋頂型的系統，且至2015年，我國太陽光電發電設備電能躉購費率仍持續調降。其次，我國太陽光電發電成本之變化趨勢，乃參考英國「能源暨氣候變遷部(DECC)」(2013b)所推估之英國新建小型屋頂型太陽光電系統及地面型太陽光電系統之未來均化發電成本，可藉由其趨勢估算各年度之變化率。以我國2014年100瓩以下屋頂型太陽光電系統躉購費率及地面型太陽光電系統年躉購費率作為基準，並參採DECC (2013b)新建屋頂型及地面型太陽光電發電成本之趨勢預測，則可推估我國未來各年度新設置屋頂型及地面型太陽光電系統之發電成本。惟因我國目前採「先屋頂後地面」的政策，我國地面型太陽光電躉購費率幾乎未有民間業者申設，因此現有費率是否為合理參考費率，較缺乏實際案例驗證；唯未來隨著地面型案例的出現，將可評估地面型太陽光電成本，提供較具參考價值的佐證。

在風力發電成本推估設定部分，根據經濟部(2013a)資料，我國未來離岸風力發電系統之設置，係規劃由離岸距離近且水深較淺的海域開始設置，因此經濟部將國外2010年完工(與我國目前發展條件較相近)場址之樣本納入我國參考案例(以英國成本案例為主要參考對象)，並推估我國離岸風電躉購費率為5.6076元/度。此外，DECC (2013b)估計英國2014年開始營運之新建離岸風力發電均化成本(Offshore Wind R2)約為6.92元/度，因英國離岸風力發電已向深海

區域發展，故該推估可視為較高比例深海發電成本，且根據其至2030年之趨勢變化，推估其新建離岸風力發電均化成本於2023~2024年將降至5.59~5.65元/度。考慮未來我國離岸風力系統之設置，將隨著技術之成熟及近(淺)海區域風場之開發完成，而由低比例深海區域逐漸往高比例深海區域發展，假設在此發展期間我國離岸風電之躉購費率大致維持不變，推估我國2014~2030年新建離岸風力發電系統之發電成本，其中至2023年維持於目前的躉購費率，而自2024年起則根據DECC (2013b)之變化趨勢加以推估我國各年度之發電成本。

## 2.2.2 二氧化碳排放係數及碳稅稅率考量

為考量溫室氣體排放之相關外部成本，須估算臺灣各類發電燃料別之CO<sub>2</sub>排放係數。本文參考梁啟源(2007)所估算之碳排放減量成本，再經幣值換算後計算出碳排放減量成本為1,172元/公噸CO<sub>2</sub>(約為40美元/公噸CO<sub>2</sub>)。二氧化碳排放係數(每度電之二氧化碳排放量)則依據下列公式計算(惟各種燃料之「碳排放係數」使用IPCC資料，且汽電共生排放係數考量CO<sub>2</sub>排放分配至有效電能產出與有效熱能產出)：

$$\text{CO}_2\text{排放係數(公斤CO}_2\text{/度)} = \frac{3.6 \text{ (MJ/kWh)}}{\text{機組效率(\%)}} \times \text{碳排放係數(公斤碳/MJ)} \times \frac{44}{12} \quad (5)$$

其中，機組效率與碳排放係數，分別依發電技術與燃料種類而定。由於新建機組之發電效率高於既有機組，因此新建機組之CO<sub>2</sub>排放係數低於既有機組。以我國目前的燃煤發電為例，燃料種類包括燃料煤與亞煙煤等兩種，根據IPCC資料，其碳排放係數為0.0258~0.0262公斤碳/MJ，若取其平均值計算，並考量1,172元/公噸CO<sub>2</sub>(約為40美元/公噸)之碳稅價格，則可推估台電既有燃煤汽力機組每度淨發電成本之CO<sub>2</sub>成本約為1.075元/度，而台電新建燃煤汽力機組(超超臨界技術)每度淨發電成本之CO<sub>2</sub>成本

約為0.949元/度。此外，我國燃煤汽力、燃氣複循環等火力發電機組未來之平均CO<sub>2</sub>排放係數及平均CO<sub>2</sub>成本，將隨新建機組增多及既有機組陸續除役而下降，茲彙整臺灣各類發電機組之CO<sub>2</sub>排放係數推估如圖3所示。

此外，在碳稅稅率設定方面，本文考量碳稅稅額為每公噸CO<sub>2</sub>課徵40美元、20美元和10美元等三種不同稅率下，進行我國最適電力配比影響分析。

### 2.2.3 新建核四廠及既有核電廠延役等相關時程與成本考量

台電核四廠(龍門計畫)目前進行封存計畫，未來可能啟封或宣布不運轉。本文考量若未來啟封再運轉，則相關時程設定如下：2014-2016年封存，2017-2019年進行啟封及加強核能安全措施，核四廠1號機2019年運轉，2號機2020年運轉。

在新建核四廠之封存及啟封再運轉之相關成本方面，首先考量核四廠無論未來是否啟封再運轉，均須封存成本，因此計算時將封存成本攤提至2014-2016年所有其他電廠之發電成本

中。假若核四廠未來啟封再運轉，則所需之啟封及加強核能安全措施、利息與人事支出等成本，攤提至核四廠未來之發電成本(以核四廠運轉40年計算)。假若核四廠未來不商轉，則將核四廠之資金成本攤提至所有其他電廠之發電成本中(參考1989年紐約廢止Shoreham核電廠，由當地居民分30年分攤之案例，進行30年攤提之假設)。

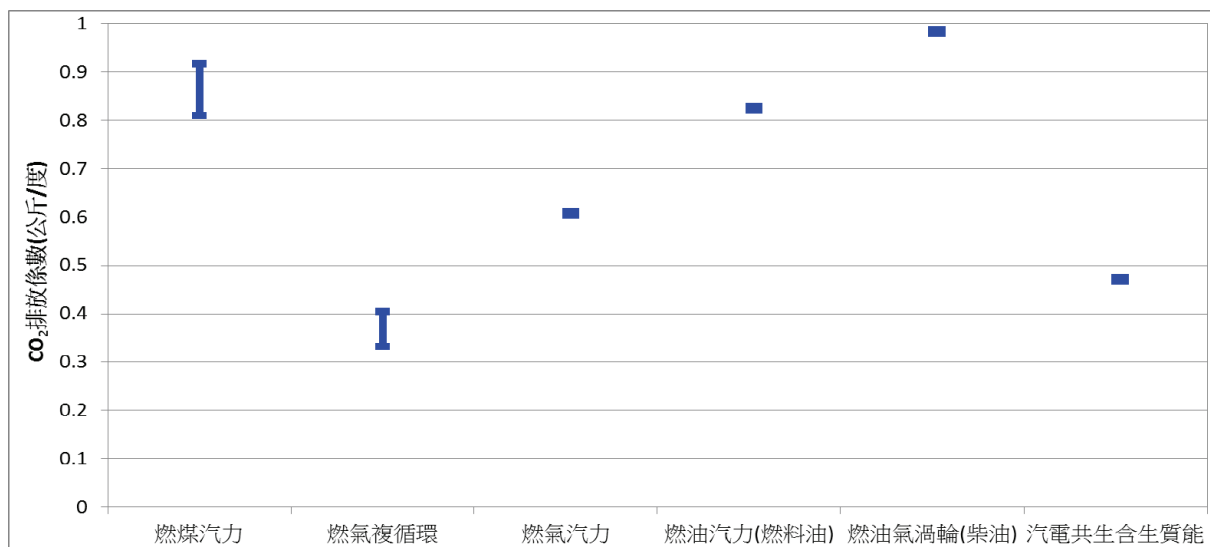
在既有核電廠延役之相關成本方面，假若既有核能一、二、三廠未來延役，則將其所需之加強核安、硬體改善等延役成本攤提至其延役後之發電成本(以延役20年計算)。

### 2.2.4 各類發電技術歷史資料與數據來源

各項發電來源之數量資料取自各年度台電統計年報，成本數據參考台電會計處計算數據，唯因各發電機組運轉時間點不同，茲分述各類機組之資料時間點如下：

1980-2013年：燃煤汽力、核能、燃油汽力、燃油(不含汽力)、慣常水力

1984-2013年：抽蓄水力



註1：各類燃料之碳排放係數採用IPCC資料。

註2：燃煤汽力與燃氣複循環之上、下限乃考量既有機組及新建機組間之差異。

註3：汽電共生排放係數考量CO<sub>2</sub>排放分配至有效電能產出與有效熱能產出。

資料來源：本研究繪製

圖3 我國各類發電技術之CO<sub>2</sub>排放係數推估

1990-2013年：燃氣汽力、汽電共生  
1996-2013年：燃氣複循環  
1999-2013年：民營電廠(燃煤、燃氣)  
2002-2013年：風力發電  
2008-2013年：太陽光電

### 2.2.5 電力供應情境假設

以台電電源開發方案之10302案為基礎，考量核四未來商轉與否及既有核電廠延役與否，設定下列4種電力供應情境分別推估，茲分述情境如下：

情境一：核四不運轉、既有核電廠不延役。

情境二：核四運轉、既有核電廠不延役。

情境三：核四不運轉、既有核電廠延役。

情境四：核四運轉、既有核電廠延役。

本文針對上述四種電力供應情境，運用10302案估算台電系統2014-2025年各類發電之裝置容量，再依近期容量因數，推估未來各年度之發電量(至2025年)。其中，台電燃氣複循環乃以2014年之總裝置容量為中載之基準，超過該基準之燃氣複循環裝置容量則設定為可支援基載。本文針對上述四種電力供應情境，分別將其發電量之推估結果與未來電力需求預測比較，如果所估計之發電量超過需求，調節當年度台電燃氣複循環之容量因數，以使其電力供需平衡；反之，如果所估計之發電量低於需求，則先調高當年度燃氣複循環之容量因數(中載上限為60%，如支援基載則上限為83%)，再調高當年度燃油汽力之容量因數(上限為90%)，以盡量避免出現電力供應缺口(然而情境一於2025年在容量因數都達上限之情況下，所估計之發電量仍無法滿足電力需求)。此外，太陽光電方面除依據我國再生能源發展目標外另參考德國相關資料，以2025年我國新建地面型太陽光電占比達四成為目標，設定未來各年度新建屋頂型及地面型太陽光電系統構成比例。

### 2.2.6 經濟成長率及電力需求成長率假設

在經濟成長率和用電成長率假設方面，係參考經濟部能源局(2014)公布之「我國電力需求零成長可行性評估報告」資料。在報告中指出，我國2013-2030年GDP年均成長率為3.07%之情況下，電力需求之年平均成長率為2.13%，本文則參採報告中數值進行相關設定及運算。

## 3. 最適電源配比估計結果

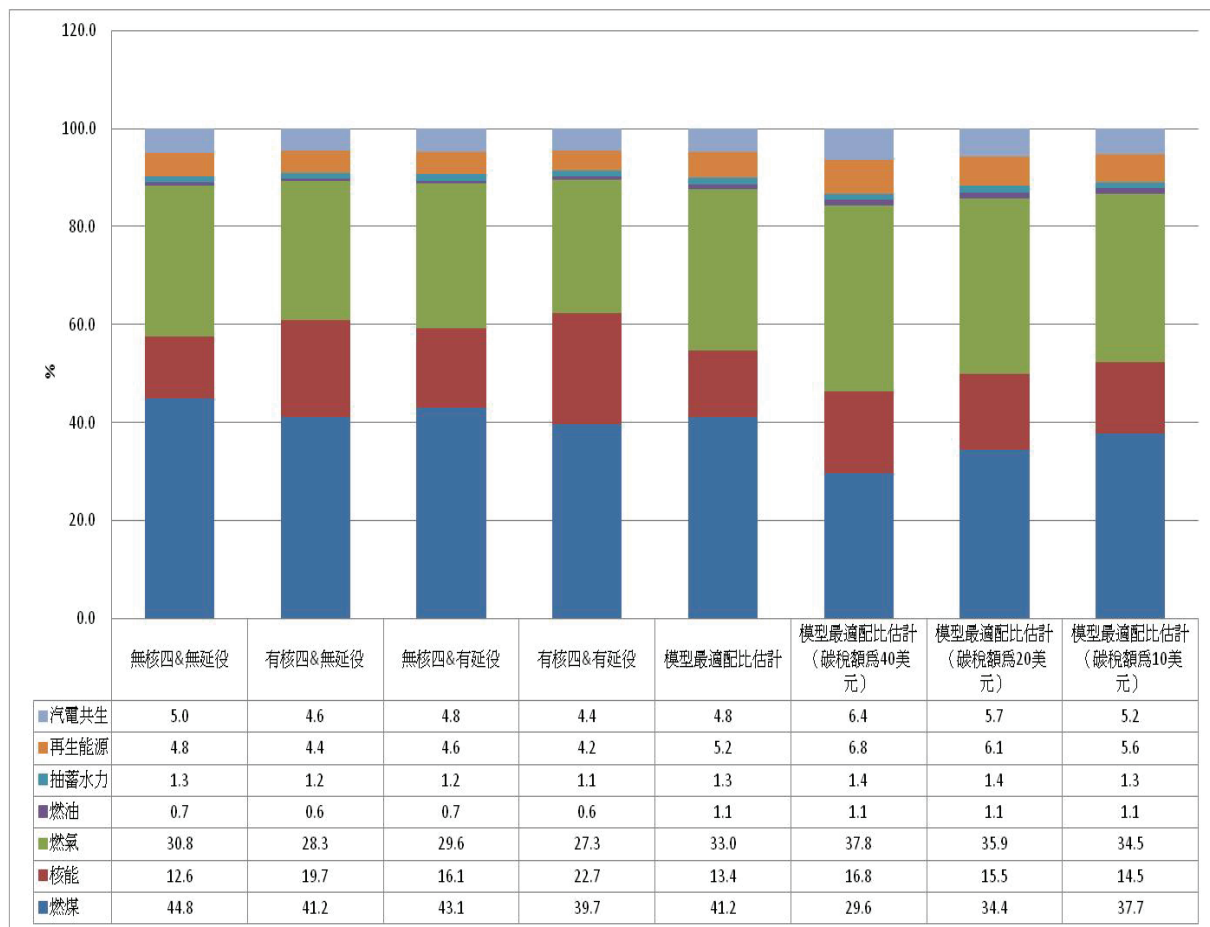
### 3.1 各類發電技術最適電源配比

參考經濟部(2013b)全國長期負載預測與電源開發規劃、台灣電力公司(2014)長期電源開發方案(10302)之規劃，進行我國未來不同情境之電力配比推估，並運用本文所建置之電力子模型，估算我國未來最適電力配比情境(包含考量與未考量課徵碳稅，課徵碳稅起徵時點為2015年後)，唯本文推估基礎與經濟部及台電公司之差異如下：

- (1) 經濟部(2013b)之電源開發規劃採核四於2015、2017年如期商轉，核一、二、三屆齡不延役之基本情境；台灣電力公司(2014)則納入核四不商轉之電力規劃，本文則依據核四是否商轉、既有核電廠是否延役等做為未來電力供應推估情境。
- (2) 經濟部(2013b)及台灣電力公司(2014)估算之電力供應量為毛發電量，本文則為淨發購電量，且電力需求成長率參考「電力零成長方案」，以每年平均2.13%進行推估設算。
- (3) 政府於2014年4月份宣布「核四1號機不施工、只安檢，安檢後封存；核四2號機全部停工」，考量核四封存依1號機與2號機啟封後再運轉之時間，訂為2019年及2020年，與經濟部(2013b)之規劃不同。

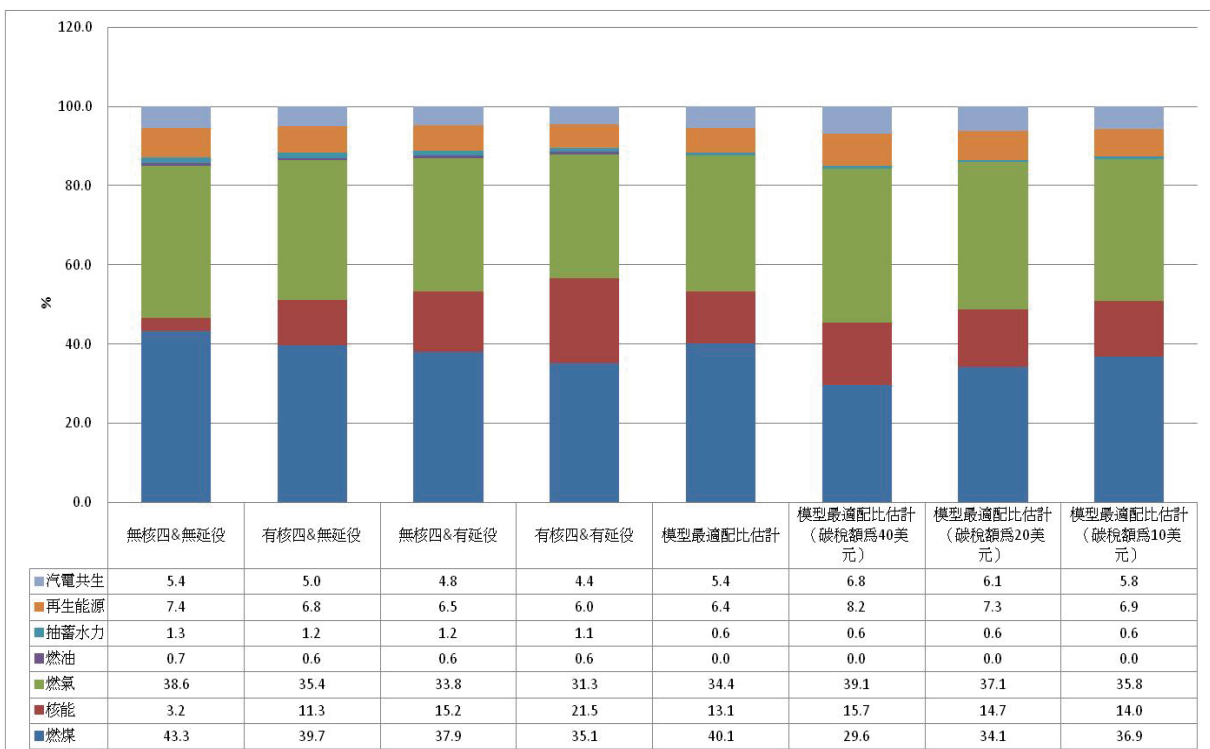
在不同情境下之電力配比，以及運用電力子模型估算在成本極小化條件下(考量與未考量碳稅)，至2020年與2025年我國未來最適電力配比之結果如圖4與圖5所示，並分述如後。





資料來源：本研究繪製

圖4 2020年各情境與模型估計之最適配比



資料來源：本研究繪製

圖5 2025年各情境與模型估計之最適配比

### 3.1.1 燃煤發電配比

依據台電統計資料，至2014年11月止，燃煤發電占電力系統比重為37.53%，較2013年的38.37%略低，而依據長期電源開發方案(10302)推算在不同情境下，燃煤發電配比大約在32%~42%左右，模型估計的最適配比大約是37%~43%之間，2015~2025年間尚平穩。唯若考量課徵碳稅(碳稅稅額為40美元/噸)，則理論模型推估在成本極小化之下，燃煤發電配比應大幅減少約9%~15%以上，由原先37%~43%下降至接近30%，碳稅稅額高低將影響燃煤發電最適配比之變化，若碳稅稅額越高，則最適的燃煤發電配比將越低。

### 3.1.2 核能發電配比

依據電源開發方案推估在無核四及既有核電廠不延役的情境下，預計至2025年的核能發電配比大約只有2.9%，在其他不同情境下的核能發電配比則介於11.3%~21.5%之間，本文模型估計，在未考量課徵碳稅的情況下，至2025年核能發電最適的配比應為13%以上，若為考量課徵碳稅稅額為40美元/噸時，則核能發電最適配比應提升至高於15.7%。對照電源開發方案之規劃情境，僅情境三(無核四但既有核電廠須延役)以及情境四(核四商轉且既有核電廠延役)於2025年時之核能發電配比高於最適配比，在情境二(核四商轉及既有核能電廠不延役)下，雖因核四商轉可使核能發電配比在2023年前維持17%的水準，與考量課徵碳稅下之最適配比接近，然因既有核能電廠不延役，使核能發電占整體發電系統比重於2025年低於12%，亦低於未課徵碳稅時之最適配比。

### 3.1.3 燃氣發電配比

依據台電統計資料，至2014年11月止，燃氣發電占電力系統比重為32.44%，較2013年的31.06%略高。依據電源開發方案所規劃的燃氣發電配比，雖因通霄1~3號機組及大林

5號機組除役，而使不同情境下之燃氣發電配比降低，唯因其他新增燃氣機組陸續商轉，故整體而言呈現上升趨勢，至2025年時之配比約為35%~40%。以電力子模型所估計出，在未課徵碳稅時之燃氣發電最適配比則略低，約為30%~35%之間。然而，在課徵碳稅稅額為40美元/噸時，因基載機組中之燃煤發電排碳量較高，在發電成本提高下進而顯著減少燃煤發電比重，在機組間之替代效果下，使得中載機組之發電比重大幅上升，故整體燃氣發電配比高於未課徵碳稅時之情境，預計至2025年時之最適配比約為39%，較未考量課徵碳稅時之情境多了接近4%。

### 3.1.4 燃油發電配比

依據台電統計資料，至2014年11月止，燃油發電占電力系統比重為2.84%，較2013年的2.33%略高。在四種情境規劃當中，燃油配比呈現下降趨勢，大約由2%下降至0.6%。此外，因燃油發電成本約為6.2元/度，相對燃煤、燃氣與核能為高，模型估計顯示之最適配比降幅甚快，約由3%降低至接近0%；若為考量課徵碳稅時之二氧化碳成本，由於燃油發電之碳排放係數低於燃煤機組，故在課徵40美元/噸碳稅時，預估將增加燃油發電成本0.97元/度，低於燃煤發電因課徵碳稅所增加的成本(1.03元/度~1.07元/度)，因此課徵碳稅後的燃油發電配比會略高於未課徵碳稅時之最適配比，唯比重亦接近0%。

### 3.1.5 抽蓄水力配比

依據台電統計資料，至2014年11月止，燃油發電占電力系統比重為1.42%，較2013年的1.49%略低。各情境規劃中的抽蓄水力配比呈現在1.2%~1.4%的區間，而模型估計(未課徵碳稅)之抽蓄水力配比則呈顯著下降趨勢，由2015年的1.98%降低至2025年的0.59%，若考量課徵碳稅下之抽蓄水力配比估算結果與尚未課徵碳稅之情況相近。

### 3.1.6 再生能源發電配比

依據台電統計資料，至2014年11月止，再生能源發電占電力系統比重為2.89%，較2013年的3.43%略低。就不同情境的規劃中，再生能源發電配比至2025年預估為7%，若以模型估計出在未考量課徵碳稅時之再生能源配比，較目前規劃中的情境為低，逐步由4.06%上升至6.40%以上；若考量課徵碳稅時則最適配比應至少再提高約1%~2%，即將近7%~8%的水準才符合課徵碳稅下之成本極小化配比，若碳稅稅額越高，則再生能源發電占電力系統之比重越高。

### 3.1.7 汽電共生發電配比

依據台電統計資料，至2014年11月止，汽電共生發電占電力系統比重為4.41%，與2013

年的4.54%接近，且未來四種情境的配比規劃約為4.5%~5.4%間。若運用模型所估計出來的汽電共生配比在2015-2025年間頗為穩定，大約在5%左右的水準，即使考量課徵碳稅時之結果則維持在5%~7%，並無明顯之波動及變化。

## 3.2 最適電力配比與各情境下電源配比之比較

參考經濟部(2013b)《全國長期負載預測與電源開發規劃》和台灣電力公司(2014)《長期電源開發方案(10302)》，及本文模擬推算，評估在四種假設情境下(核四商轉／不商轉、既有核電廠延役／不延役)之2025年電力配比較；此外，亦以成本極小化原則，推估我國2015-2025年各類發電技術的最適電力配比，如表1與表2所示。

由表1可知，在參考電源開發方案規劃之

表1 各情境之2025年電力配比—依機組別

單位：%

	情境一： 核四不運轉、既有 核電廠不延役	情境二： 核四運轉、既有核 電廠不延役	情境三： 核四不運轉、既有 核電廠延役	情境四： 核四運轉、既有核 電廠延役
基載	42.70	49.60	53.90	61.60
中載	41.30	36.70	32.40	24.70
尖載	3.90	1.70	1.70	1.70
再生能源	7.50	7.30	7.30	7.30
汽電共生	4.70	4.60	4.60	4.60

資料來源：經濟部(2013b)《全國長期負載預測與電源開發規劃》、台灣電力公司(2014)《長期電源開發方案(10302)》、本研究估算及整理。

表2 模型估計之2025年電力最適配比—依機組別

單位：%

	未課徵碳稅	碳稅稅額為40美元/噸 CO <sub>2</sub>	碳稅稅額為20美元/噸 CO <sub>2</sub>	碳稅稅額為10美元/噸 CO <sub>2</sub>
基載	53.25	45.29	48.78	50.88
中載	34.38	39.08	37.13	35.86
尖載	0.59	0.63	0.62	0.61
再生能源	6.40	8.16	7.33	6.88
汽電共生	5.37	6.84	6.15	5.77

資料來源：本研究估算及整理

四種情境中，基載發電比重介於42.7%至61.60%之間，其中差異在於核能機組是否商轉與延役；若核四運轉、既有核電廠延役，則基載發電占整體發電系統可超過60%。以燃氣複循環為主的中載機組，在四種情境中的占比則為24.7%至41.3%，若為核四不運轉、既有核電廠不延役的情境，則燃氣複循環機組占整體發電系統將與基載機組接近。尖載發電機組在不同情境中的占比約為2%~4%間，再生能源與汽電共生則占發電系統約7.5%、4.6%。

表2為以成本最小化原則下推估之2025年電力最適配比。由表中可知，因基載機組包含碳排放係數較高的燃煤機組，因此在課徵碳稅稅額越高的情境下，基載機組占整體發電系統比重越低，而碳排放係數較低的燃氣機組，占

整體發電系統比重則越高。而再生能源發電的最適配比，在未課徵碳稅情境下為6.40%，假使課徵碳稅稅額越高，則再生能源發電的占比也提將高，若為碳稅稅額達40美元/噸CO<sub>2</sub>時，預估之最適配比為8.16%。此外，汽電共生占整體發電系統之比重，則約占5%~7%。

比較表1和表2可得知，在碳稅稅額為10~20美元/噸CO<sub>2</sub>時之最適配比，為電源開發方案規劃中情境二及情境三之綜合結果；在未課徵碳稅情境時，則最適配比結果較接近電源開發方案情境三。

進一步觀察各類發電技術之發電比重，如表3和表4所示。比較表3和表4可知，在電源開發方案規劃之燃煤發電占比約40%，若為成本極小化原則所估計之最適配比則為30%至

表3 各情境之2025年電力配比—依各類發電技術

單位：%

	燃煤	核能	燃氣	燃油	抽蓄水力	再生能源	汽電共生
情境一：核四不運轉、既有核電廠不延役	39.90	2.80	41.30	2.80	1.10	7.50	4.70
情境二：核四運轉、既有核電廠不延役	39.20	10.40	36.70	0.60	1.10	7.30	4.60
情境三：核四不運轉、既有核電廠延役	39.20	14.70	32.40	0.60	1.10	7.30	4.60
情境四：核四運轉、既有核電廠延役	39.20	22.40	24.70	0.60	1.10	7.30	4.60

資料來源：經濟部(2013b)《全國長期負載預測與電源開發規劃》、台灣電力公司(2014)《長期電源開發方案(10302)》、本研究估算及整理。

表4 模型估計之2025年電力最適配比—依各類發電技術

單位：%

	燃煤	核能	燃氣	燃油	抽蓄水力	再生能源	汽電共生
未課徵碳稅	40.11	13.14	34.35	0.03	0.59	6.40	5.37
碳稅稅額為40美元/噸CO <sub>2</sub>	29.60	15.68	39.05	0.03	0.63	8.16	6.84
碳稅稅額為20美元/噸CO <sub>2</sub>	34.12	14.66	37.09	0.03	0.62	7.33	6.15
碳稅稅額為10美元/噸CO <sub>2</sub>	36.90	13.98	35.83	0.03	0.61	6.88	5.77

資料來源：本研究估算及整理



40%，僅在未課徵碳稅情境下較接近電源開發方案規劃，若考量碳排放之外部成本時，則顯示燃煤發電占比應降低。其次，在成本極小化原則下之核能發電應占發電系統配比13%以上，唯目前電源開發方案規劃中僅情境二與情境三較為符合，說明核能發電占比應提高，可將核四商轉與全部或部分既有機組延役納入發電選項之一。

再者，若依據成本極小化原則所推算之燃氣發電最適配比，在未課徵碳稅情境下占發電系統比重約為35%，而在不同碳稅稅額下則為36%至39%之間，碳稅稅額越高則占比越高，此與電源開發方案規劃中情境二及情境三之綜合結果較為接近；此外，燃油和抽蓄水力的占發電系統的比重應降低，而再生能源占發電系統的比重，依電源開發方案規劃約為7.3%~7.5%，高於未課徵碳稅情境下之最適配比(6.40%)，若未來課徵碳稅時，則在碳稅稅額為10美元/噸CO<sub>2</sub>~20美元/噸CO<sub>2</sub>時，較為接近電源開發方案規劃，汽電共生占發電系統的最適比重則略高於電源開發方案規劃，惟差異不大。

## 4. 結論與建議

本文的研究目的在於評估未來各項能源成本變動下，探討台灣電力部門能源配比的可能情境，透過建構可進行電力部門相關政策評估之總體經濟及能源經濟計量模型，研析在考量各類電源特性與輔助電源，兼顧碳排放成本與最小化條件下，我國各類發電技術之最適電源配比，且依不同碳稅課徵稅額情境估計對各類發電技術之最適電源配比影響與變化。根據研究目的得出下列結論：

(1) 依成本極小化原則所估計之最適配比，燃煤發電最適配比在未課徵碳稅情境時約為40%，與現階段電源開發方案之規劃接近(39.9%)，唯考量課徵碳稅時，隨著碳稅稅額提高，燃煤發電最適配比將降低。

(2) 燃氣發電之配比於電源開發方案的不同規劃下，占有我國電力配比的比重為24%~41%之間，以模型評估的最適配比估計結果則為34%~39%，若燃氣發電的成本越高，則依成本極小化條件原則所估計出的最適配比將降低。

(3) 就燃油發電、抽蓄水力發電而言，因發電成本相對較高，因此最適配比估計結果呈現低於1%的情況，其中燃油發電之配比更應降低至0.03%；汽電共生的最適配比則在5%~7%之間。

(4) 依據模型以成本極小化原則推算，最適配比估計結果顯示核能配比在發電系統中應有13%~16%的比率(視是否課徵碳稅)。

(5) 再生能源最適配比依成本極小化原則估算(6.40%)低於目前電源開發方案／再生能源發展目標規劃(7%~8%)，唯若考量碳稅課徵之下則最適比重將與電源開發方案／再生能源發展目標規劃接近。

(6) 比較我國最適配比與日本電源結構方案，2030年日本核能發電比重為20%~22%，再生能源(含太陽能)發電比重則達22%~24%，惟再生能源中以水力發電為主，風力與太陽能發電占比低於9%；2025年我國核能發電最適配比約為13%低於日本規劃，再生能源發電比重則為6.4%，與日本風力與太陽能發電比重規劃接近。

依據研究成果，本文提出下列建議：

(1) 依成本極小化原則所估計之最適配比，核能在未課徵碳稅之情境應占發電系統13%以上，若為課徵碳稅稅額為10美元/噸CO<sub>2</sub>時，核能最適配比則進一步提升至13.98%，顯示核能仍扮演重要的電力供應來源，而不宜完全排除核能。然而，國內各界對核能之觀感與相關溝通成本可能影響核能最適配比變化，惟純就經濟面與考量碳排放外部成本下，在電源政策上可考慮將核四商轉或全部／部分核能機組延役作為選項，以避免產生電力缺口。

- (2) 模型估計之再生能源最適配比在未課徵碳稅之情境下約為6.40%，低於我國所規劃的2025年再生能源發展目標配比(11.7%)，惟在課徵碳稅稅額為10美元/噸CO<sub>2</sub>時，最適再生能源發電比重將提高為6.88%；若碳稅稅額為40美元/噸CO<sub>2</sub>時，則比重將進一步提高至8.16%，逐步接近我國再生能源發展目標配比，因此顯示，在考量碳排放外部成本下，碳稅稅額提高有助於支持再生能源之發展，惟除了以課徵碳稅作為政策工具外，透過調高能源價格或電力價格等方式，亦有助於達成相關電源配比目標。
- (3) 我國於INDC中設定2030年排放量在BAU情境下減量50%，且2015年7月頒布實施之《溫室氣體減量及管理法》，減碳目標為2050年降至2005年排放量之50%以下，對國內各部門帶來減碳壓力。依據最適電源配比估計結果，透過納入各類發電機組之碳排放成本，將提升低碳/無碳電源之發電量占比，且隨著碳稅稅額提高，低碳/無碳電源之發電量比重亦將提高，可作為《溫室氣體減量及管理法》及INDC所設定之減碳目標因應方式參考。

## 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」，成功大學資源工程學系學位論文。
- 台灣電力公司，2014，「台電電源開發方案」，台灣電力公司。
- 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，2000，「溫室氣體排放減量無悔政策研擬」報告，行政院環保署委託計劃報告，2000年。
- 梁啟源，2007，「我國永續發展之能源價格政策」，臺灣經濟預測與政策，37卷第二期，民國96年3月，頁1-36。
- 郭瑾瑋，2015，「臺灣TIMES模型電力供需規劃模式簡介」，中技社專家座談會。
- 楊浩彥，2009，「能源稅的經濟效果-考慮參數不確定的可計算一般均衡分析」，臺灣經濟預測與政策，第40卷，第1期，頁79-125。
- 經濟部，2013a，「103年度再生能源電躉購費率審定會第3次會議」，2013年10月30日。
- 經濟部，2013b，「全國長期負載預測與電源開發規劃」，經濟部。
- 經濟部能源局，2014，「我國電力需求零成長可行性評估報告」，2014年3月21日。
- 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，第1卷，第1期，頁A1-A16。
- 蔡明益，2001，「發電業電力能源配比之研究」，成功大學資源工程學系學位論文。
- 賴正文，1999，「電力供給模型之建立及其應用之研究」，南榮學報，第3期，頁9-20。
- 賴正文，2015，「SMAGE-II模型之介紹與應用」，中技社專家座談會。
- 鍾雨璇，2014，「臺灣發電業最適電力配比之研究」，成功大學資源工程學系學位論文。
- 蘇顯揚，2015，「日本公布最適電源結構方案與衍生的臺日合作」，全球臺商e焦點電子報。
- Akira, Yanagisawa, M. Aoshima and K. Ito, 2015, "Toward Choosing Energy Mix," The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ).
- DECC, 2013a, "Updated Energy and Emissions Projections 2013," Department of Energy & Climate Change.

- DECC, 2013b, "Electricity Generation Costs," Department of Energy & Climate Change.
- EIA (U.S. Energy Information Administration), 2014, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014," Apr. 2014.
- IEA, 2015, "Energy and Climate Change," World Energy Outlook Special Report.
- IEA/NEA, 2015, "Technology Roadmap Nuclear Energy," OECD/IEA and OECD/NEA.
- IEA/OECD, 2013, "World Energy Outlook 2013," OECD/International Energy Agency.
- IPCC, 2013, "CLIMATE CHANGE 2013," The Physical Science Basis Summary for Policymakers, IPCC.
- IPCC, 2014, "Chapter Climate Change 2014," Synthesis Report Summary for Policymakers, IPCC.
- Jorgenson, D.W. and Liang, Chi-Yuan, 1985, "A Study of Energy-Economic Model of Taiwan," Project Report Submitted to Energy Committee, Ministry of Economic Affairs.
- Liang, Chi-Yuan, 1987, "Impacts of Alternative Electricity Development Strategies on the Economies of NICs: A Case Study of Taiwan," World Energy Markets, 217-228.
- Liang, Chi-Yuan, 1999, "Impact of Carbon Policy on CO<sub>2</sub> and Economic Development of Taiwan 1997-2020," submitted to Northeast Asian Environment Conference, held by the SEMIN Foundation and the Hanam International Environmental EXPO Organizing Committel, Seoul, Korea, Sep.13-14.
- Matsuo, Yuji, 2015, "Japan's Energy and Nuclear Strategies," The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ).
- World Bank, 2015, "Commodity Markets Outlook," January 2015, [http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEPcommodities/GEP2015a\\_commodity\\_Jan2015.pdf](http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEPcommodities/GEP2015a_commodity_Jan2015.pdf).

# The Study of Optimal Electricity Allocation in Taiwan

Chi-Yuan Liang<sup>1</sup> Ruei-He Jheng<sup>2\*</sup> Po-Yao Kuo<sup>3</sup> Chen-Cheng Kuo<sup>4</sup>

## ABSTRACT

In order to response the issue of global warming and stable energy supply, Taiwanese government has been continuously promoting the diversification of energy and developing the low-carbon energy, including nuclear power. However, after Fukushima Nuclear accident, government issued the new energy policy to settle the principal of a nuclear-free homeland and enhance the renewable energy development plan. Hence, the purpose of the study is to build an econometric model that considers base load, medium load, peak load and auxiliary power under the condition of minimum cost and to evaluate the optimal electricity allocation. We also calculate the optimal electricity allocation in different carbon tax scenarios. The results show that the optimal electricity allocation of nuclear power in Taiwan is 13% under the condition of minimum cost (exclusive of carbon tax). In the scenario of levying carbon tax, the optimal electricity allocation of nuclear power will rise. For example, the optimal electricity allocation of nuclear power is almost 16% when carbon tax rate is \$40/ton CO<sub>2</sub>. The policy implication is that the nuclear power is still one important resource of power supply and we can consider that the Lungmen nuclear power plant is commercially operated or the existed three nuclear plants extend the lifespan. Besides, the optimal electricity allocation of renewable energy is 6.4% in the scenario excluding carbon tax. It is lower than the renewable energy development plan (11.7%) in 2025. However, the optimal electricity allocation of renewable energy will increase with higher carbon tax rate. If the carbon tax rate is \$40/ton CO<sub>2</sub>, the optimal electricity allocation of renewable energy will be 8.16%. It shows that to achieve the renewable energy development goal, we could collocate with levying carbon tax and take the cost of carbon emission in different power supply source into consideration. That will be one of the measures that supporting for renewable energy.

**Keywords:** Optimal Electricity Allocation, Electricity, Energy Tax, Carbon Tax, Electricity Model

---

<sup>1</sup>Chairman, Chung-Hua Institution for Economic Research (CIER)

<sup>2</sup>Analyst, CIER

<sup>3</sup>Section Manager, Energy Technology Development Center, CTCI Foundation (China Technical Consultants, Inc.)

<sup>4</sup>Assistant Research Fellow, CIER

\* Corresponding Author, Phone: +886-2-27356006#6201, E-mail: mike.jen@cier.edu.tw

Received Date: October 16, 2015

Revised Date: November 18, 2015

Accepted Date: November 27, 2015