

# 非核家園與再生能源政策對我國電力結構之影響

張耀仁<sup>1\*</sup> 蕭子訓<sup>2</sup> 胡瑋元<sup>3</sup> 張嘉諳<sup>4</sup>

## 摘要

非核家園與20%再生能源目標已是我國既定的能源政策，為探討達此政策目標對於我國電力結構之影響，本研究運用線性規劃分別建立最小成本及最小碳排放電力組合評估模型，評估2025年目標達成對於電力結構、發電成本、碳排放、天然氣供需及備用容量之影響。考量社會意向對於政策影響甚劇，特納入民眾非核情境願付電價為限制並設計最小成本與碳排放情境進行政策評估。分析結果顯示：滿足非核願付電價的最小成本電力組合需由40.48%的燃煤、36.41%的燃氣與20%的再生能源組成，相對2015年發電成本將增加約17%，碳排放將增加約2%，採用此情境須面對電力碳排放不減反增，恐抵銷發展再生能源可減碳的良善之意，再生能源滿足政策目標即可。滿足非核願付電價最小碳排放電力組合需由57.19%的燃氣、20.17%的燃煤與21.59%的再生能源組成，相對2015年發電成本將增加約33%，碳排放可減少約13%，採用此情境雖可大幅度減少碳排放，但須面對發電成本大幅增加及天然氣接收站規劃不足的問題，而再生能源須超越政策目標方能達成最小碳排放目標。另外，兩情境達成政策目標的系統備用容量率皆可大於12%，顯示電力系統仍可維持穩定供電。

**關鍵詞：**非核家園、再生能源、電力結構、線性規劃、社會意向

## 1. 前言

我國為天然資源缺乏的海島型經濟體，98%以上的能源須仰賴進口，孤島型電力系統使我國能源供應相對更脆弱。我國為高度依賴貿易出口及能源密集的產業結構，政府為顧及產業競爭力，刻意維持電價相對亞洲鄰近國家便宜，導致長期須依靠低成本的化石能源，造成產業節能成效不彰，低碳與再生能源發展也受到抑制。2011年日本福島事故以後，各國紛紛重新檢討國家的核能政策，日本立即關閉國內所有核電廠，其電力缺口以傳統火力發電取代，此舉不但使日本國內電價大幅上漲，因大

量使用天然氣也造成能源供應風險升高。德國則宣布2022年完全廢核，德國雖在福島事故前便已積極發展再生能源，至今已成為非核家園與再生能源發展的標竿國家，但卻是以昂貴的電價及使用更多高排放的燃煤發電換取。我國亦宣示2025年要達成非核家園目標，但少了核能這項兼具基載與近乎零碳排的能源後，將使我國未來的能源供應穩定與溫室氣體減量的挑戰更加嚴峻。

我國在如此嚴峻的環境下，仍積極提出2025年再生能源發電占比要達到20%與實現非核家園的目標(經濟部，2016)。再生能源因供電間歇性特性，目前尚無法做為基載電力，為

<sup>1</sup>核能研究所能源經濟及策略研究中心 副工程師

<sup>2</sup>核能研究所能源經濟及策略研究中心 副研發師

<sup>3</sup>核能研究所能源經濟及策略研究中心 助理工程師

<sup>4</sup>核能研究所能源經濟及策略研究中心 助理研發師

\*通訊作者, 電話: 03-4711400#2719, E-mail: kjlonkjl@iner.gov.tw

收到日期: 2017年01月24日

修正日期: 2017年04月19日

接受日期: 2017年04月28日



了確保2025年再生能源增加與廢核同時仍可供電無虞，電力系統須保有穩定的基載電力及再生能源無法供電時的備用電力，非核家園將使基載電力只剩燃煤或燃氣兩個選項，增加燃煤發電會造成環境衝擊擴大(空氣污染、溫室氣體等)，增加燃氣發電則須考量我國是否有充足的天然氣供應，燃氣發電比例增加對電價的影響也不容忽視。電價的波動為社會大眾最關心的議題，評估時若能適時納入民眾對於電力價格的期望，有助於電力結構的調整更貼近民眾意向。電力結構改革仍須考量能否穩定供電，即達成政策目標當下的電力組合是否有足夠的備用容量。能源政策影響層面相當廣且複雜，須通盤進行檢視與推演方能面面俱到，而盡早評估將有利於政府預知問題並可盡早因應。

本研究即是欲透過模型回答以上可能的問題，政策評估須先確立目標，然後決定達成目標的手段或策略，最後選擇適合的評估方法與工具進行分析。本研究目標即是我國2025年須達成20%的再生能源發電占比與非核家園，同時電力供應須滿足當年電力需求預測。參考電力系統的「經濟調度」與「環保調度」策略，分別以發電成本最小化及電力碳排放最小化作為達成目標的手段。「線性規劃(Linear Programming)」可用於求解有限資源或特定條件下最佳分配(最小成本、最大收益、最小環境排放等)之問題，雖僅適用線性的問題求解，但已可滿足本研究特定目標與限制求解最佳電力組合之應用。因本研究將以線性規劃建置電力

組合模型，包括：電力系統發電成本最小化與電力碳排放最小化兩模型(如圖1所示)，運用兩模型進行我國2025年達成非核家園與20%再生能源發電占比的情境評估，分別求解同時滿足電力需求與政策目標的最小成本及最小碳排放電力組合。

民眾意向往往是影響政策能否成功的關鍵，民眾對於能源結構調整最關心的議題不外乎是電價波動，因此本研究另納入民眾電力願付價格限制分別求解同時滿足民眾願付電價、電力需求及政策目標之最小成本及最小碳排放電力組合。模型參數將採用國內外公開報告之數據，並以核能研究所2016年「以新媒體平台進行我國能源認知之社會意向調查」之受訪者非核電力願付價格調查結果作為模型的求解限制條件(核能研究所，2016)。最後分析我國達成非核家園及再生能源發展目標的新電力組合為何?對於發電成本與電力碳排放影響為何?是否有足夠的天然氣可供應增加的燃氣發電?電力供應是否能達到穩定?相對政府設定目標，再生能源須再增設多少裝置容量?本研究將以理性科學的工具結合社會意向調查，提出我國2025年達成政策目標、滿足民眾願付電價及滿足電力需求的電力結構改革建議。

## 2. 文獻回顧

國內外已有不少研究投入電力系統供需的規劃，主要以數學規劃方法結合最小成本目

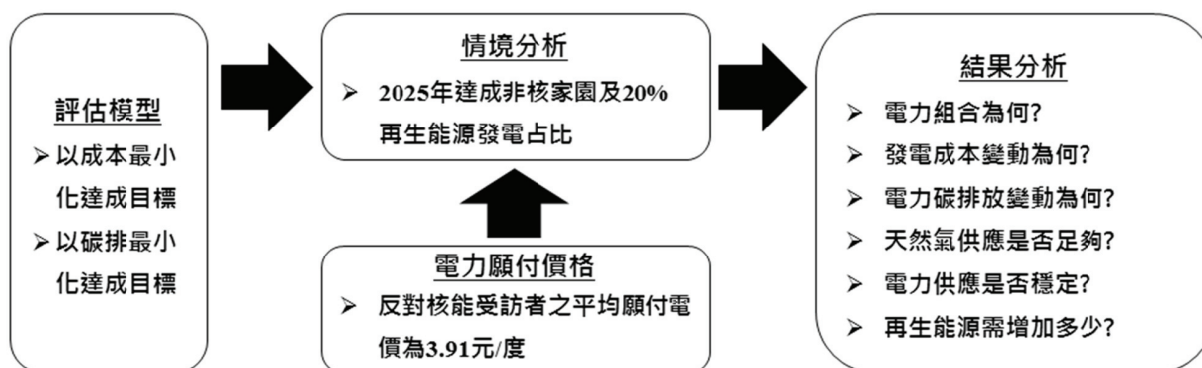


圖1 研究架構說明(本研究繪製)



標函數建置最佳化模型，並搭配各種限制條件模擬電力供需策略。Hobbs於1995年即提出電力事業的整合資源規劃(Integrated Resource Planning, IRP)模型的概念，同時考量供應端新發電機組投入與需求面管理(Demand-side Management, DSM)的各種負載管理措施對於電力供需之影響(Hobbs, 1995)。王京明1997建置我國電力部門成本最小化之經濟技術模型，用以評估碳稅與能源稅對我國電力部門減碳之成效，以及對發電部門之衝擊影響(王京明，1997)。成功大學研究團隊2012則以多目標規劃建置我國本島電力供需規劃模型，以發電成本與碳排放最小化目標對未來年進行各種情境之電力調度模擬，並評估各情境之減碳效益(柯鄺等，2012)。美國國家再生能源實驗室(National Renewable Energy Laboratory, NREL) 2013建置資源規劃模型(Resource Planning Model, RPM)，並以最小成本為目標函數求解最佳電力系統供需規劃，RPM模型考量各類發電機組併網、發電機組的啟動與停機、儲能等複雜的電力系統機制，RPM模型的另一特點即是時間區間劃分極細，可用於模擬分析電力系統逐日或逐時的操作營運規劃(Mai *et al.*, 2013)。中國國網能源研究院2014提出以整合資源戰略規劃(Integrated Resource Strategic Planning, IRSP)模型，並結合智慧電網概念分析再生能源與DSM措施對於電

力系統之影響，IRSP模型特點則是運用效能電廠(Efficiency Power Plants, EPPs)概念評估電力需求端資源的投入對於電力系統之影響(Zheng *et al.*, 2014)。洪紹平與張四立2016提出以智慧電網為核心的整合性電力規劃模型，此模型之特點為導入演化經濟與適應性控制理論，並具備彈性的電力供需調節與調度能力，而此模型也是目前國內設計最為完整的電力供需規劃模型(洪紹平及張四立，2016)。我國雖已有不少電力供需模型的研究與應用，但大多用於電力供需系統的規劃。本研究出發點為評估能源政策對電力系統之影響，並希望透過此模型可迅速反映能源政策的影響性，研究的切入點雖與上舉研究不同，但仍可用最小發電成本或碳排放目標函數結合必要的限制式建置線性規劃模型，並將我國能源政策與民眾願付電價設定為限制條件，進行能源政策對電力系統的影響評估。

### 3. 電力組合評估模型

本研究將以線性規劃分別建置最小發電成本及碳排放電力組合評估模型，運用JAVA語言進行模型程式化，並以IBM ILOG CPLEXOPTIMIZATION STUDIO工具進行最佳化求解，模型架構如圖2所示。最小發電成本模

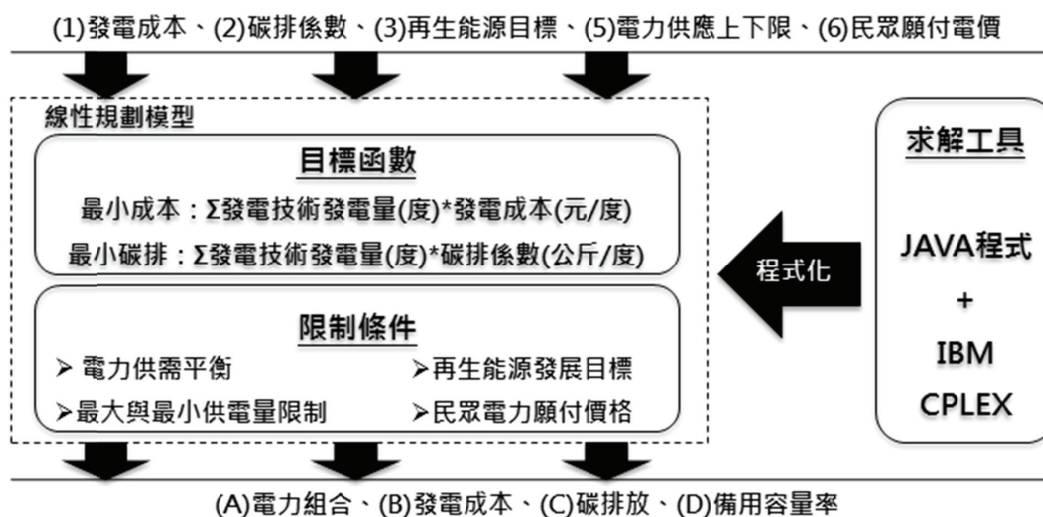


圖2 電力組合評估模型架構(本研究繪製)



型目標函數為發電技術發電量乘以技術發電成本的總和最小化；最小碳排放模型的目標函數為發電技術發電量乘以技術碳排放係數總合之最小化。模型同時考量電力供需平衡、發電技術最大與最小供電能力、再生能源發展目標、民眾願付電價等四項限制條件。模型參數包括：發電成本、碳排係數、再生能源目標、電力供應上下限與電力願付價格。最佳化求解後可獲得各限制條件下的最佳電力組合，並用於分析各種組合的發電成本、碳排放與備用容量率差異分析。

### 3.1 模型數學式

最小成本模型以電力系統發電成本最小化為目標函數(如式1)；最小碳排放模型以電力系統總碳排放量最小化為目標函數(如式2)，模型目標函數說明如下：

$$\min \sum ELE\_GEN_i * ELE\_COST_i \quad (1)$$

$$\min \sum ELE\_GEN_i * ELE\_EMI_i \quad (2)$$

其中， $ELE\_GEN_i$  為各類發電技術(i)的年供電量(度/年)； $ELE\_COST_i$  為各類發電技術(i)之發電成本(元/度)； $ELE\_EMI_i$  為各種發電技術(i)的碳排放係數(公斤/度)。

模型須符合供需平衡(如式3)、各類發電技術(i)最大與最小供電量(如式4)及再生能源( $REN$ )發展目標(如式5)限制，數學式說明如下：

$$\sum ELE\_GEN_i = DEM \quad \forall_i \quad (3)$$

$$ELE\_LO_i \leq ELE\_GEN_i \leq ELE\_UP_i \quad \forall_i \quad (4)$$

$$\sum ELE\_GEN_{i \in REN} = TAR_{REN} * DEM \quad \forall_i \in REN \quad (5)$$

其中， $DEM$  為電力需求量(度/年)； $ELE\_LO_i$  為各類發電技術(i)供電下限(度/年)； $ELE\_UP_i$  為各類發電技術(i)供電上限(度/年)； $TAR_{REN}$  為

再生能源( $i \in REN$ )發電量占電力需求量之比例(%)。

### 3.2 模型參數設定

本研究模型包含水力、陸域風力、離岸風力、太陽光電、地熱、生質能、抽蓄水力、燃油、燃煤(台電)、燃煤(民營)、燃氣(台電)、燃氣(民營)、汽電共生等13種發電電技術，如表1所示。本研究以非核家園為前提，因此暫不將核能納入本研究的範疇中。發電成本( $ELE\_COST_i$ )部分，傳統發電技術發電成本採用台電公司104年各類發電技術年度會計決算成本，包括：傳統水力、抽蓄水力、燃油、汽電共生、燃煤、燃氣等。再生能源發電成本則以能源局公告之再生能源躉購費率替代，包括：陸域風力、離岸風力、太陽光電、地熱、生質能等。碳排放係數( $ELE\_EMI_i$ )直接使用Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)估算的電力技術生命週期排放係數，因此再生能源在此研究非完全零碳排的發電技術。

模型中各類發電技術供電上限( $ELE\_UP_i$ )與下限( $ELE\_LO_i$ )的計算與假設說明如下：再生能源以目前政府規劃之發展目標為供電量下限[裝置容量規劃(MW)\*再生能源容量因素\*8,760(h)]，並以工研院「臺灣2050能源供需情境模擬器」中的「極限情境(L4)」所推估之裝置容量發展潛力作為供電量上限[再生能源發展潛能(MW)\*再生能源容量因素\*8,760(h)] (工研院，2013)。其中，傳統水力因考量環境生態問題，未來水庫、攔河堰等水利工程建設不易，因此供電上限假設與政府規劃之目標相同。我國目前至2025年尚無明確抽蓄水力興建計畫，因此抽蓄水力的供電量假設等於2015年的實績值。我國汽電共生發電機組(不包含廢棄物焚化廠)皆為民間企業設置，發電以自用為主，餘電再售予台電公司，我國的汽電共生機組大部分為燃煤與燃油的高污染排放機組，環境考量將使汽電共生發展逐步受到限制，因此假設2025



表1 模型各類發電技術之參數設定值

| 技術類別   | 發電成本<br>(元/度) | 碳排係數<br>(公斤/度) | 裝置容量規劃<br>(MW)    | 淨尖峰能力*<br>(%) | 供電下限<br>(億度/年) | 供電上限<br>(億度/年) |
|--------|---------------|----------------|-------------------|---------------|----------------|----------------|
| 水力發電   | 1.70          | 0.024          | 2,150 (2,150)**   | 87 (25)***    | 48             | 48             |
| 陸域風力   | 2.81          | 0.011          | 1,200 (2,430)**   | 6 (28)***     | 29             | 59.60          |
| 離岸風力   | 5.74          | 0.012          | 3,000 (4,146)**   | 6 (42)***     | 111            | 152.54         |
| 太陽光電   | 4.66          | 0.048          | 20,000 (20,557)** | 20 (14)***    | 250            | 252.11         |
| 地熱     | 4.94          | 0.045          | 200 (280)**       | 80 (74)***    | 13             | 18.15          |
| 生質能    | 2.94          | 0.018          | 813 (1,354)**     | 50 (83)***    | 59             | 98.45          |
| 抽蓄水力   | 4.08          | 0.024          | 2,602             | 92            | 30.22          | 30.22          |
| 燃油(台電) | 4.34          | 0.840          | 316               | 96            | 0.00           | 9.69           |
| 汽電共生   | 2.21          | 0.714          | 7,498             | 21            | 0.00           | 59.11          |
| 燃煤(台電) | 1.21          | 0.820          | 12,200            | 94            | 0.00           | 1,004.60       |
| 燃煤(民營) | 2.05          | 0.820          | 1,897             | 94            | 132.94         | 156.21         |
| 燃氣(台電) | 2.67          | 0.490          | 17,223            | 98            | 0.00           | 1,478.56       |
| 燃氣(民營) | 3.29          | 0.490          | 4,610             | 98            | 161.53         | 395.76         |

\*：淨尖峰能力除用於估算燃油、燃煤、燃氣機組的供電上限外，其餘皆只用於計算備用容量率。

\*\*：再生能源發展潛能，參考臺灣2050能源供需情境模擬器資料，用於估算模型中再生能源供電上限。

\*\*\*：再生能源容量因素，用於估算模型中再生能源供電上下限。

資料來源：經濟部，2016；能源局，2015；工研院，2013；台電公司，2016a；台電公司，2016b；台電公司，2016d；台電公司，2015a；台電公司，2015b；台電公司，2014；IPCC, 2014；IPCC, 2011。

年汽電共生發量將不超過2015年的實績值。

燃油、燃煤及燃氣發電機組參數參考台電公司「電源開發方案(10505案)」，以2025年尚存再加上當年預計完成之裝置容量、機組淨尖峰出力能力(如表1)計算燃油、燃煤及燃氣發電機組的供電上限。各機組(包含再生能源)淨尖峰能力則是參考台電公開數據(台電公司，2016d；台電公司，2014)，其中，再生能源的淨尖峰能力僅用於計算後續備用容量率，並非用於估算模型的供電上與下限。台電公司與各民營燃煤與燃氣電廠有簽訂保證購電與供電時數，各廠契約時數雖不同但平均時數約為全年的80% (約7,000小時/年)，此為無條件支付(take or pay)條約，台電公司縱使不用也須付費，因此將保證供電設為民營燃煤與燃氣電廠之供電下限。模型除了既有與完成規劃之火電機組(油、煤、氣)的裝置容量外，並無增設機組之可能性，因此以火電機組淨尖峰能力估算供電

的上限，本研究雖放寬火電機組的供電能力，但仍設定在機組合理的可供電範圍。

電力需求量(DEM)參考能源局「103年全國長期負載預測與電源開發規劃報告」之推估數據，即我國2025年(114年)全國總用電量將達到2,765億度及線路損失率為3.72% (能源局，2014)，進而將電力需求量(DEM)設定為2871.83億度(2,765/(1-3.72%))。本研究電力需求並無包含廠用電，各發電技術之最大供電能力是以淨尖峰出力能力進行估算，而淨尖峰出力為扣除廠用電後之供電能力，因此模型中電力需求參數已扣除廠用電。電力需求推估會隨時空背景有所不同，但此已是能源局目前最新版本電力需求預測報告。依照目前政府20%再生能源發電規劃，模型設定再生能源發電量占電力總需求量之比例( $TAR_{REN}$ )為20%。模型僅可計算出單位發電成本(元/度)，須再加上輸配電成本及收益方為實際的售電價格，但各類發電技術的輸



配電成本因集中式或分散式各不相同，也會隨著發電量規模有所不同，本研究目前暫無法將輸配電成本反映於現有模型，因此假設發電成本乘以一轉換係數( $TRAN_{CTP}$ )為實際電價替代，即能與民眾願付電價進行結合，建置民眾願付電價限制式。台電公司2015年資料顯示，當年發電購電成本為2.10元/度，平均電價為2.93元/度(台電公司，2015a)，因此將模型中的轉換係數( $TRAN_{CTP}$ )將設定為1.40( $= 2.93/2.10$ )。

### 3.3 電力願付價格

本研究導入電力願付價格機制除為反映民眾對於電價的期待外，並希望透過理性的科學工具結民眾的心理訴求提出客觀且兼顧民眾意向的電力結構調整方案，本研究於模型中加入的民眾願付電價限制條件，如式6所示。

$$\left( \left( \sum ELE\_GEN_i * ELE\_COST_i \right) / DEM \right) * TRAN_{CTP} \leq WTPP(\text{元})$$

其中， $TRAN_{CTP}$ 為發電成本與電力價格間的轉換係數； $WTPP$ 為民眾的電力願付價格(元/度)。本研究參考核研所2016年「以新媒體平台進行我國能源認知之社會意向調查」結果，此調查有效樣本為1,189份。核能意向及願付電價抽樣調查顯示，只反對核一、核二及核三的受訪者比例約13%，平均願付價格為3.80元/度，只反對核四的受訪者比例約57%，平均願付價格為3.25元/度，同時反對核一、核二、核三及核四的受訪者比例約10%，平均願付價格為3.91元/度(核研所，2016)。因此，本研究以2016年最新非核家園平均願付電價3.91元/度作為模型的民眾非核電力願付價格( $WTPP$ )。

### 3.4 研究假設與限制

模型因無法完全模擬與反映真實問題，以及研究所需資料取得限制，因此必須進行適當的假設方能進行模型建置，分析結果必須以這些假設前提方能成立。各項假設說明如下：

1. 模型分別為最小發電成本及碳排放靜態模型

(static model)，且屬單目標數學規劃模型，所以本研究僅能用於求解2025年以最小發電成本或碳排放手段達成電力供需平衡之最佳電力組合。

2. 目前尚無法預測2025年時各類發電技術的發電成本，因此暫以2015年各類發電技術之發電成本實績值與再生能源躉購費率取代。
3. 各種發電技術之成本並無考慮輸配電成本，因此本研究分析結果僅為發電成本而非售電成本，且無考慮化石燃料價格波動之影響。
4. 因無考量輸配電成本，因此假設發電成本乘上一轉換係數即為電價，並以2015年實績電價除以發電成本計算得此轉換係數。
5. 假設台電公司電源規劃(10505案)的新增機組於2025年皆可順利完成建置與運轉，民營燃煤與燃氣機組合約則到期不再續約。

## 4. 情境評估

### 4.1 情境設計

本研究將設計四情境進行政策評估與分析，並與我國2015年電力供應系統實績值進行分析比較，評估各情境之最佳電力組合、發電成本、碳排放及備用容量率相對2015年實績值之差異，以及相對政策目標需再多少再生能源裝置量方能滿足20%再生能源發電目標。四情境之目標與定義說明如下：

最小成本：以發電成本最小化為目標求解最佳電力組合，定義為最小成本電力組合。

最小成本+願付：以發電成本最小化為目標，2016年受訪者非核家園願付電價為限制，求解最佳電力組合，定義為滿足民眾願付電價之最小成本電力組合。

最小碳排放：以碳排放最小化為目標求解最佳電力組合，定義為最小碳排放電力組合。

最小碳排放+願付：以碳排放最小化為目標，2016年受訪者非核家園願付電價為限制，求解最佳電力組合，定義為滿足民眾願付電價



之最小碳排放電力組合。

## 4.2 電力組合

各情境最佳電力組合分析顯示(如圖3)，最小成本電力組合除20%的電力是由再生能源供應外，燃煤與燃氣發電分別須提供40.48%與36.41%的電力。相較2015年，2025年須提高約5%的燃煤發電與1.5%的燃氣發電，核能與燃油發電幾乎由再生能源取代之。若納入受訪者願付電價之最小成本電力組合亦同，因最小成本電力組合的電價為3.44元/度，本就小於受訪者非核情境願付電價3.91元/度，導致最小成本及最小成本+願付情境分析結果是相同的，亦即最小成本電力組合的電價已經滿足民眾的平均願付電價。

最小碳排放電力組合達成再生能源發展目標且同時滿足電力需求時，我國2025年需有65.36%的電力是來自燃氣發電及9.60%的電力須來自燃煤發電，再生能源發電占比將可達21.93%，超越20%的政策目標。但因燃氣發電占比過高，我國恐無法供應如此龐大的發電所需，再者電價將高達4.21元/度，高於受訪者非核願付電價3.91元/度，此情境在此僅供參

考但並不適合作為政策之手段。若採用最小碳排放+願付電力組合時，燃氣發電比例可降至57.19%，燃煤發電比例則須提高至20.17%，再生能源發電比例21.59%仍高於政策目標，此電力組合天然氣需求較少，相對為較可能達成的政策手段。

最小成本+願付情境分析顯示，再生能源建置達成20%發電占比的政策目標即可，而太陽光電將成為主力再生能源項目，發電占比約8.72%，如圖4所示。最小碳排放+願付情境之再生能源發電占比為21.59%，高於20%的政策目標，太陽光電仍為主力再生能源，發電占比約8.79%，此情境尤其需要更多的離岸風力，須增加至4.98%。因此，最小成本+願付電力組合可視為較保守的再生能源發展策略；最小碳排放+願付電力組合則可視為較積極的再生能源發展策略。

## 4.3 發電成本

本研究發電成本波動只考量發電組合改變所致，其中，納入民眾願付電價最小成本電力組合之發電成本為2.46元/度，相較2015年實績值約增加17%，如圖5所示。發電成本主要來自

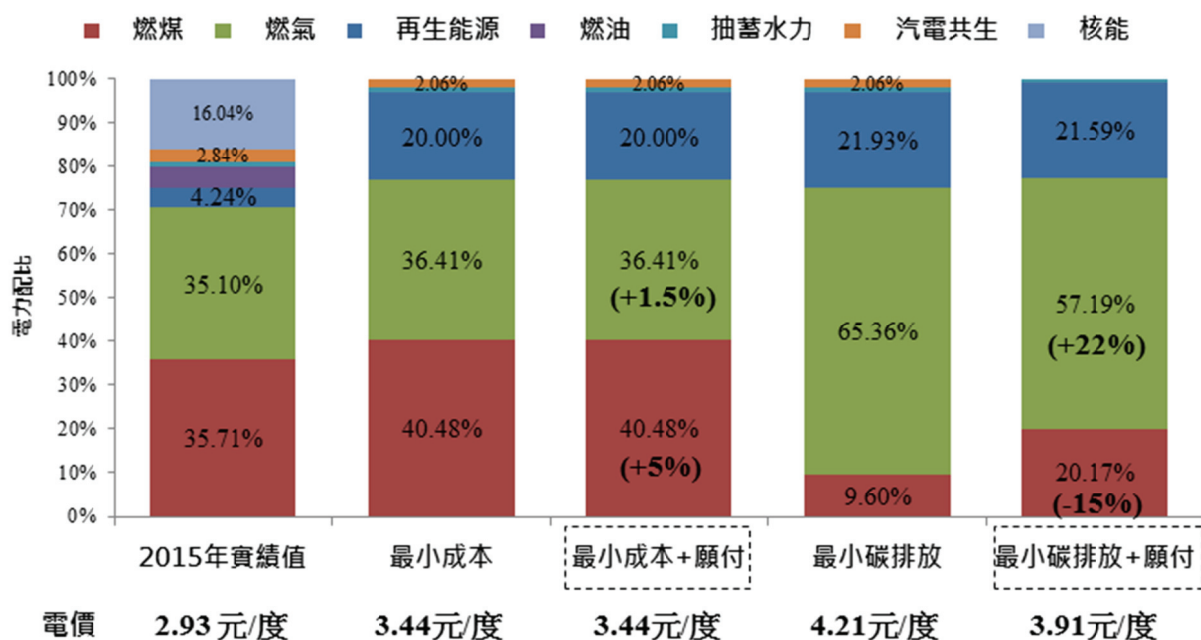


圖3 電力組合分析比較(本研究繪製)



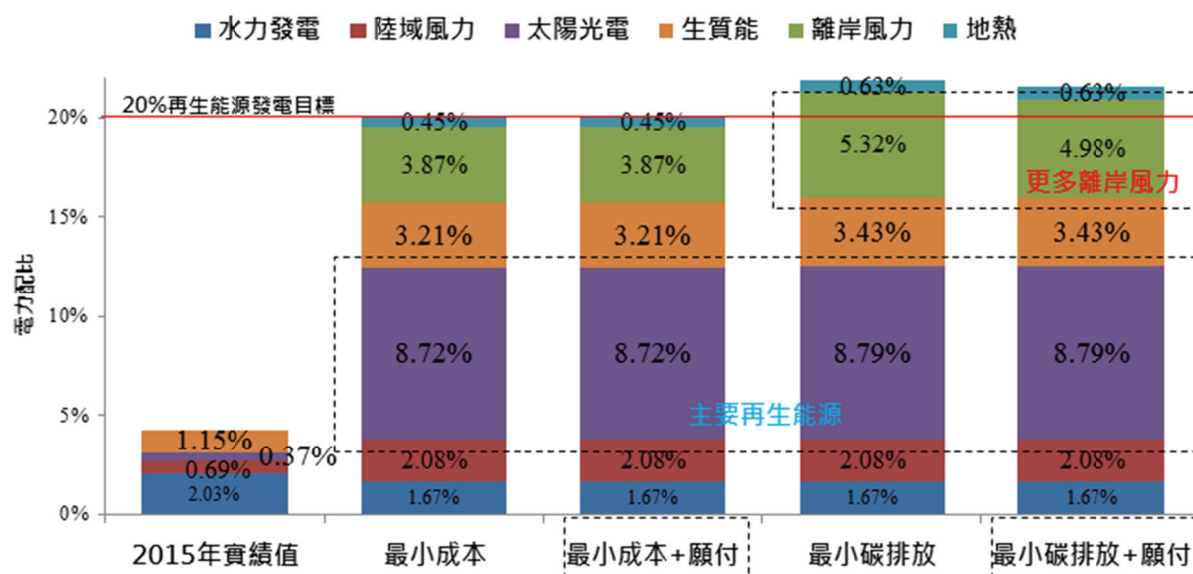


圖4 再生能源電力組合分析比較(本研究繪製)

再生能源發電擴大所致，2015年再生能源發電成本約占整體成本結構的0.1元，但是最小成本+願付情境再生能源發電成本約占整體成本結構的0.83元，而燃煤與燃氣發電增加所導致的成本增加幅度相當小。納入民眾願付電價最小碳排放電力組合之發電成本為2.80元/度，相對2015年實績值約增加33%。最小碳排放+願付情境發電成本漲幅主要是擴大再生能源與燃氣發

電所致，再生能源發電成本約占整體成本結構的0.93元及燃氣發電約占整體成本結構的1.56元，燃煤發電在整體發電成本結構中則降低至0.28元。納入民眾願付電價最小成本電力組合成本增漲幅度較小，對於民生與產業經濟的衝擊相對較微弱。納入民眾願付電價最小碳排放電力組合成本增漲幅度較大，對產業經濟的衝擊較大。但可以斷定的是擴大再生能源必將使

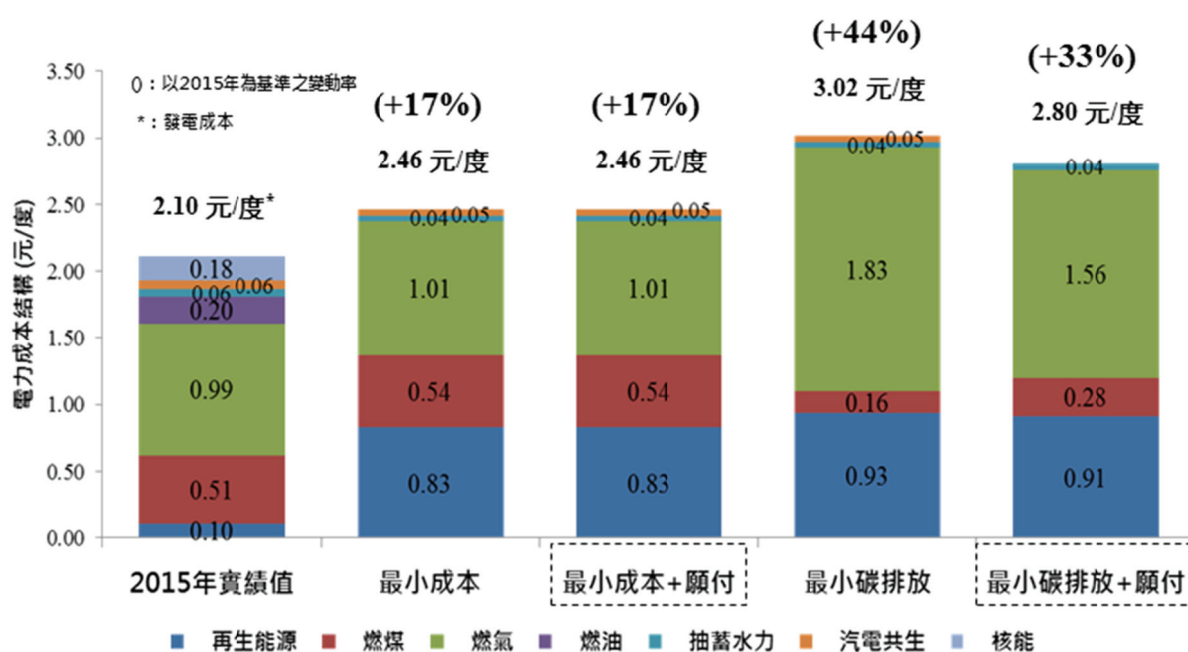


圖5 發電成本結構分析(本研究繪製)



電力成本增加。

#### 4.4 天然氣供需

根據台電公司統計，104年35%的燃氣發電占比已消費全國80.3%的天然氣供應量(台電公司，2016c)，因此我國若要提高天然氣發電占比，勢必得面對天然氣供應是否足夠的問題。依規劃我國2025年天然氣供應可達1,800萬噸/年(能源局，2016)，如圖6所示。最小成本+願付情境的發電用天然氣需求量約為1,548萬噸/年，約占年供應量的86%。若假設2025年我國非發電用天然氣使用為300萬噸/年，我國2025年的天然氣總需求量將達1,848萬噸/年，天然氣接收站透過適當的調度，供應量應可勉強滿足需求量，因此較無須擔憂天然氣的供應問題，能源供應風險也相對較低。最小碳排放+願付情境的發電用天然氣需求量約為2,431萬噸/年，遠超過我國當年的天然氣供應能力，發電用的天然氣供應缺口將高達631萬噸/年，假設非發電用天然氣需求300萬噸/年，2025年天然氣供應缺口可能高達931萬噸/年。因此，若要採用此情境達成政策目標並滿足電力需求的話，我國於2025年前除了要完成第三天然氣接收站(二期)的建置外，須再完成一座600萬噸級

的天然氣接收站建置，方能確保天然氣可供應無虞，但如此龐大的天然氣需求量也將使我國能源風險增高。

#### 4.5 碳排放

最小成本+願付電力組合之碳排放係數為0.53公斤/度，相對2015年實績值增加2%，此情境因成本考量仍須保有龐大的燃煤發電，因此造成當年152.35百萬噸電力碳排放的六成皆來自燃煤貢獻。此情境雖發電成本相對較低且天然氣供應較無問題，但碳排放量相較2015年不減反增(如圖7)，須犧牲能源的環境永續性，並抵消發展再生能源可減少碳排放的良善立意。最小碳排放+願付電力組合之碳排放係數為0.42公斤/度，相對2015年約可減少13%，最小碳排放+願付情境雖為較具環境永續之發電組合，但因大量使用燃氣發電，將使燃氣的碳排放貢獻量遠大於燃煤所貢獻之量。電力排放係數雖有明顯改善，但實質碳排放量相對2015年仍增加14.08百萬噸，顯示只靠發展再生能源進行減碳的手段仍是不足的。

#### 4.6 備用容量率

備用容量率為評估電力系統能否穩定供電

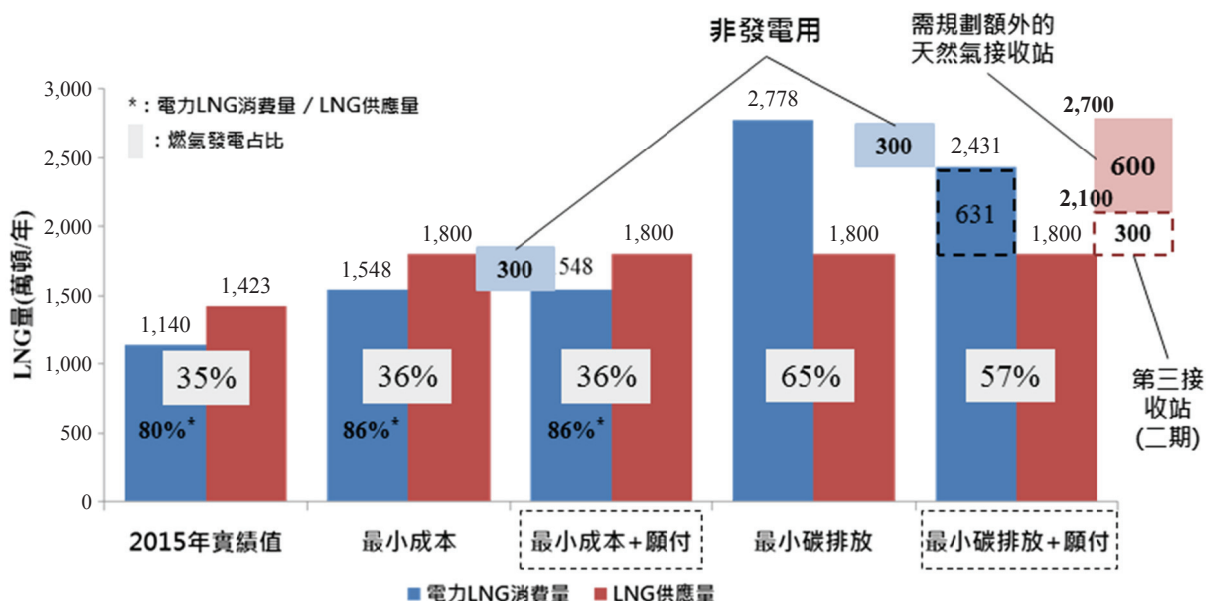


圖6 天然氣供需分析(本研究繪製)



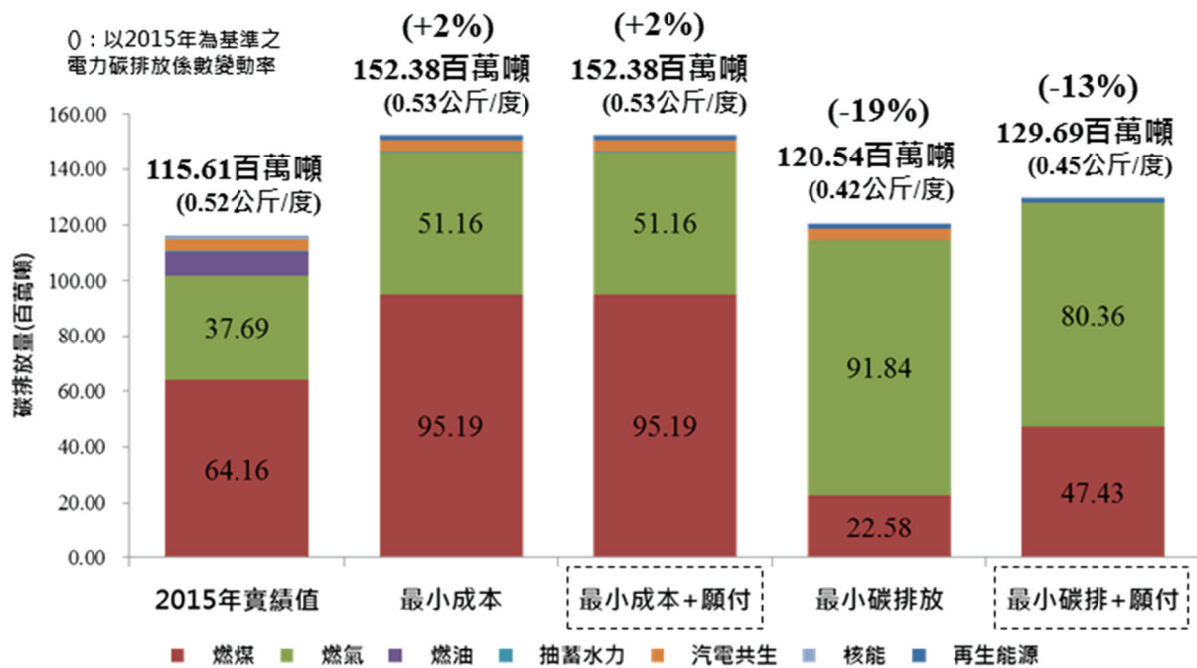


圖7 碳排放分析(本研究繪製)

的指標，根據台電公司定義備用容量率如式7所示，其中，系統淨尖峰能力等於各機組裝置容量乘以各機組淨尖峰出力能力(如表1)，另根據評估，我國2025年尖峰負載將可能達到40,783 MW。

$$\text{備用容量率}(\%) = ((\text{系統淨尖峰能力} - \text{系統尖峰負載}) / \text{系統尖峰負載}) \times 100 \quad (7)$$

四情境的備用容量率皆大於12%且都高於2015年實績值(如圖8)，因此2025年不論採用何種情境達成政策目標與滿足電力需求時，電力系統皆可維持穩定的供電。

#### 4.7 再生能源發展

根據能源局負載預測報告顯示，我國2025年的電力需求將達到2871.83億度，目前規劃2025年再生能源發展目標可供電量為515億度，約只占總電力需求的18%。因此，2025年若要於電力需求2871.83億度的情況下達成20%再生能源發電占比，勢必要再增加再生能源裝置容量。以最小成本+願付情境而言，陸域風力須比目標增加1,230 MW；生質能須比設定

目標增加455 MW，共須要再增加1,684 MW的再生能源裝置容量，如圖9所示。若採用最小碳排放+願付情境時，陸域風力相對目標須再增加1,230 MW；離岸風力須再增加860 MW；太陽光電須再增加169 MW；地熱須再增加79 MW；生質能須再增加541 MW，共須再增加2,879 MW的再生能源裝置容量。除了離岸風力與太陽光電外，其餘再生能裝置容量於兩情境或已達到或接近發展潛能。

### 5. 結論與建議

我國未來不論採用「納入受訪者非核願付電價之最小成本手段」或「納入受訪者非核願付電價之最小碳排放手段」達成政策目標，系統備用容量率皆大於12%，基本上都可維持供電的穩定性，但前提為2025年台電公司的電源規劃新增或更新機組必須可如期營運，以及當年實際電力需求不高於模型假設之電力需求。本研究提出的兩項政策建議各有優劣，但皆是可達成政策目標的參考手段，決策者可根據影響的輕重緩急判斷何者適合我國。



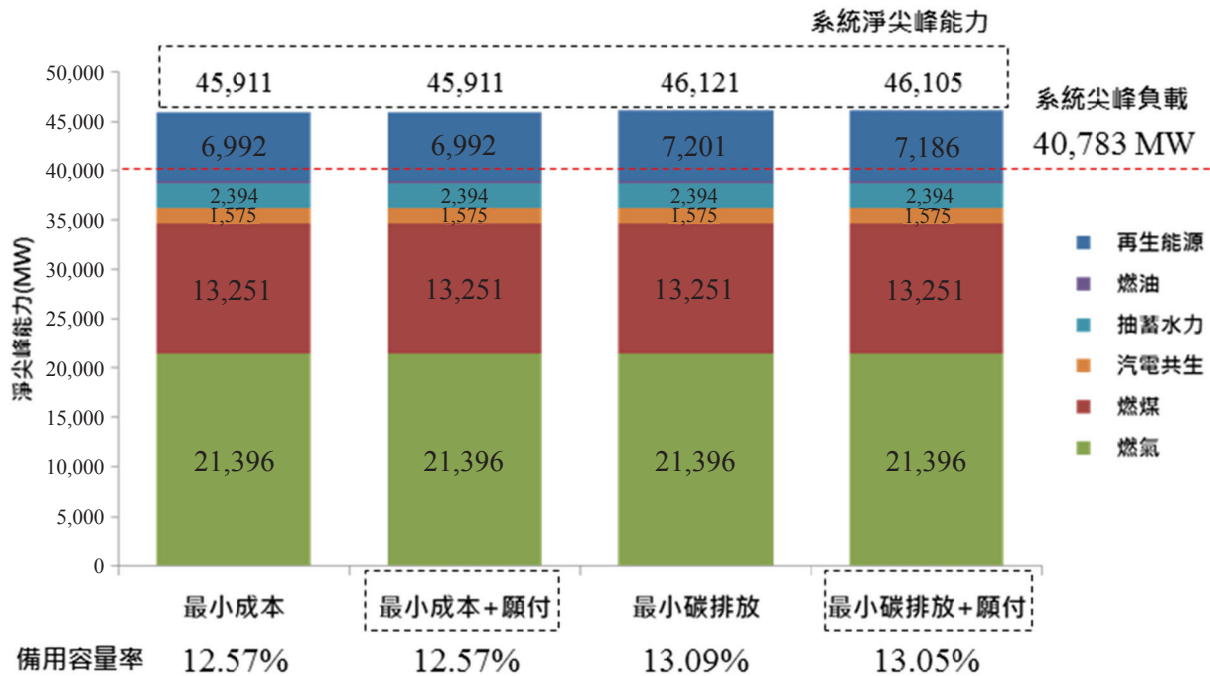


圖8 備用容量率分析(本研究繪製)

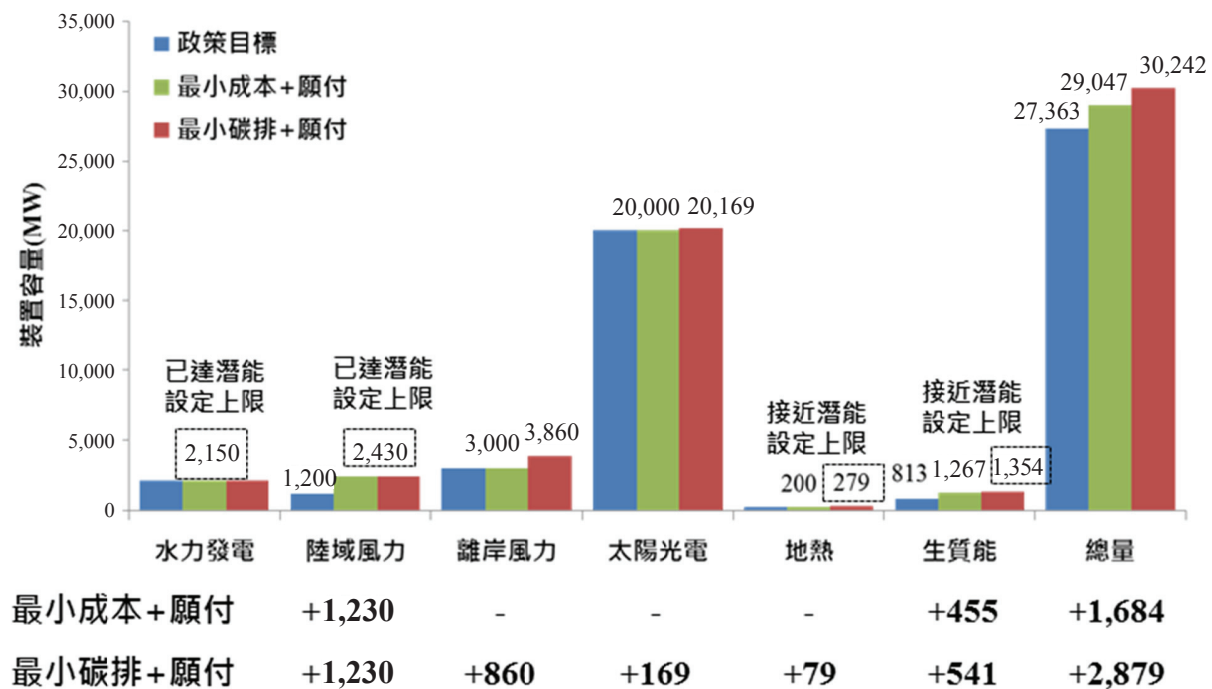


圖9 再生能源發展分析(本研究繪製)

我國2025年若採用「納入受訪者非核願付電價之最小成本手段」達成政策目標且同時滿足電力需求，主要電力供應結構須由燃煤(40.48%)、燃氣(36.41%)及再生能源(20%)組成。電力成本為2.46元/度，相對2015年約會加

約17%。電力碳排係數0.53公斤/度，相對2015年會增加約2%。我國第三天然氣接收站(一期)若完工營運，天然氣供應透過適當調度，應可滿足我國需求量。再生能源裝置容量相對政策目標須再增加1,684 MW方能滿足20%再生能源



發電占比條件。然而，此情境須面對碳排放係數或實質碳排放量皆不減反增，恐抵銷發展再生能源可減碳的良善之意。

我國2025年若採用「納入受訪者非核願付電價之最小碳排放手段」達成政策目標且同時滿足電力需求，主要電力供應結構須由燃氣(57.19%)、再生能源(21.59%)及燃煤(20.17%)組成。電力成本為2.80元/度，相對2015年會增加約33%。電力碳排係數為0.45公斤/度，相對2015年會減少約13%。天然氣供應除第三接收站(一、二期)外，須再新設一座600萬噸/年的天然氣接收站方能滿足我國需求量。再生能源裝置容量相對政策目標須再增加2,879MW方能滿足最小碳排放目標，而再生能源發電占比(21.59%)超越政策目標，可視為較為積極的再生能源發展情境。此情境雖可大幅度減少碳排放，提升能源的環境永續性，但須面對發電成本大幅增加，恐對產業經濟產生較大的衝擊，天然氣供應風險也將大幅升高。

發電技術間因普遍有成本低則排放高與成本高則排放低的特性，實務上難以達成發電成本與碳排放同時最小或極小的情境，因此本研究才分別採用最小發電成本及碳排放模型結合電力願付價格進行政策情境的影響分析。最小發電成本及碳排放目標間則可能存在各自相對最小的最佳妥協情境，但兩個目標以上的最佳化問題須藉由多目標規劃模型進行求解，各自目標也需有權重設定，但目標權重非本研究可獨自訂定，通常須透過專家協助，考量本研究尚無足夠資源進行專家訂定權重的工作，因此暫不涉略同時考量最小成本與碳排放的多目標問題。然而，本研究可視為多目標最佳化的先導研究，因求解多目標規劃問題前，須先針對個別單目標規劃問題進行求解，建立各目標間的償付關係(表)。若未來有機會可藉由專家協助獲得目標權重設定，將可持續進行同時考量最小成本與碳排放的多目標規劃模型建置與應用，並提出多目標最佳妥協情境的評估分析結果。

## 參考文獻

- 工研院，2013。臺灣2050能源供需情境模擬器模型建置與應用說明，財團法人工業技術研究院。
- 王京明，1997。實施碳稅或能源稅對供電部門的影響分析，經濟專論，218，財團法人中華經濟研究院。
- 台電公司，2016a。104年統計年報，台灣電力股份有限公司。
- 台電公司，2016b。105年長期電源開發方案(10505案)，台灣電力股份有限公司。
- 台電公司，2016c。資訊揭露網站-台電公司天然氣採購情形：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-a04.aspx](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a04.aspx)。
- 台電公司，2016d。資訊揭露網站-備用容量之說明：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-c33.aspx?LinkID=13](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-c33.aspx?LinkID=13)。
- 台電公司，2015a。104年各種發電方式之發電成本(審定決算)：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-a02.aspx](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a02.aspx)。
- 台電公司，2015b。「104年各月份淨發購電量及售電量」：<http://www.taipower.com.tw/content/govern/govern04.aspx>。
- 台電公司，2014。103年長期電源開發方案(10302案)，台灣電力股份有限公司。
- 洪紹平、張四立，2016。適應性智慧電網電力供需資源組合之動態模擬與應用，經濟研究，52(1)，73-127，臺北大學。
- 柯鄺、王鈺惠、賴正文、陳家榮，2012。臺灣電力部門供給面減碳成本之研究，臺灣經濟學會2012年年會暨第13屆全國實證經濟學研討會，中央大學。
- 核能研究所，2016。以新媒體平台進行我國能源認知之社會意向調查，核能研究所。
- 能源局，2016。能源轉型與科技創新，經濟部能源局。
- 能源局，2015。中華民國一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式，經濟部能



- 源局。
- 能源局，2014。全國長期負載預測與電源開發規劃，經濟部能源局。
- 經濟部，2016。綠色能源政策目標、未來規劃及執行現況，經濟部。
- Hobbs Benjamin F., 1995. Optimization methods for electric utility resource planning, *European Journal of Operational Research*, 83, 1-20.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2011. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN), United Nations Environment Programme.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2014. Working Group III Report Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, United Nations Environment Programme.
- Mai Trieu, Drury Easan, Eureka Kelly, Bodington Natalie, Lopez Anthony, Perry Andrew, 2013. Resource Planning Model: An Integrated Resource Planning and Dispatch Tool for Regional Electric Systems, National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy.
- Zheng Yanan, Hu Zhaoguang, Wang Jianhui, Wen Quan, 2014. IRSP (integrated resource strategic planning) with interconnected smart grids in integrating renewable energy and implementing DSM (demand side management) in China, *Energy*, 76, 863-874.



# The Effects of Nuclear-Free Homeland and Renewable Energy Policies to Power Portfolio in Taiwan

Yao-Jen Chang<sup>1\*</sup>   Tzu-Hsun Hsiao<sup>2</sup>   Wei-Yuan Hu<sup>3</sup>   Chia-An Chang<sup>4</sup>

## ABSTRACT

The purpose of this paper is to investigate effects of Taiwan's nuclear-free homeland and renewable energy targets set for 2025 were fulfilled to power portfolio, generation cost, carbon emission, supply and demand of natural gas and reserve margin. This paper employed the linear programming to establish respectively the least-cost and least-carbon emission power portfolio assessment models. Social intentions always influence policies greatly. Therefore, Taiwan's public willingness to pay for electricity which supports nuclear-free homeland was considered. Least-cost power portfolio which satisfies public willingness to pay is composed of 40.48% coal-fired, 36.41% gas-fired and 20% renewable energy. Generation cost and carbon emission increases respectively 17% and 2% compared to 2015. Least-carbon emission portfolio which satisfies public willingness to pay is composed of 57.19% gas-fired, 21.59% renewable energy and 20.17% coal-fired. Generation cost increases 33% but carbon emission can be reduced 13% compared to 2015. According to assessment, electricity reserve rates are more than 12% and thus power system can still keep stable power supply for both power portfolios.

**Keywords:** nuclear-free homeland, renewable energy, power portfolio, linear programming, social intention

---

<sup>1</sup> Associate Engineer, Center of Energy Economics and Strategy Research, Institute of Nuclear Energy Research.

<sup>2</sup> Associate Research & Development Engineer, Center of Energy Economics and Strategy Research, Institute of Nuclear Energy Research.

<sup>3</sup> Assistant Engineer, Center of Energy Economics and Strategy Research, Institute of Nuclear Energy Research.

<sup>4</sup> Assistant Research & Development Engineer, Center of Energy Economics and Strategy Research, Institute of Nuclear Energy Research.

\*Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400 #2719, E-mail: kjonkjon@iner.gov.tw

Received Date: January 24, 2017

Revised Date: April 19, 2017

Accepted Date: April 28, 2017