

# 我國能源轉型對電價與縣市產業之衝擊

卓金和<sup>1\*</sup> 楊浩彥<sup>2</sup> 陳中舜<sup>3</sup> 張耀仁<sup>4</sup> 洪紹平<sup>5</sup>

## 摘要

為達成減碳目標，我國訂定2025年再生能源發電占比達20%之目標。爰而，本研究利用電力規劃模型，評估前述能源轉型政策對發電配比、售電成本、電力排放係數、備用供電容量率等之衝擊。在能源轉型對整體及各縣市之影響方面，本研究將全國投入產出表轉化(細緻)為各縣市投入產出表，以瞭解能源轉型對各縣市實質產值、GDP(國內生產毛額，Gross Domestic Product)以及就業之影響。分析結果顯示，在前述政策情境下，供電穩定及排放目標皆能達成，惟將推升我國電價上漲約43%。在電價上漲之衝擊方面，以六都遭受之衝擊最為顯著，就縣市別而言受影響程度依序為：高雄市(化學業)、臺北市(批發及零售業)、桃園市(電子零組件業)、臺中市(電子零組件業)、新北市(批發及零售業)、臺南市(電力與燃氣供應業)。此外，北部與南部受影響程度明顯不同，主要係產業結構差異所導致。

關鍵詞：再生能源，縣市投入產出，電力規劃模型，電業法，電力結構

## 1. 前言

全球暖化的議題近年受到全世界的重視與關注，跨政府氣候變化委員會(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)於2018出版專書中提及，從工業革命時期以來，全球均溫以每十年0.2°C速度上升。若按此數據進行估算，2030-2052年間全球溫度將突破1.5°C，造成相關環境社會風險升高(IPCC, 2018)。因此，IPCC提出相關策略來因應。首先，提升交通與運輸部門之電氣化。包括運輸工具的低碳能源使用比例由2020年5%，提升至2050年35~65%。再者，持續發展再生能源並提升能源

效率。IPCC認為2050年前再生能源滲透率須到達75~85%，核能以及碳捕獲與封存技術也扮演重要的角色。此外，工業部門引進新興技術達到減碳目標。IPCC認為工業部門在2050年要較2010年減少75~90%的CO<sub>2</sub>排放，建議透過電氣化、氫能、永續的生質原料、碳捕獲等技術來達成。

因應全球低碳電氣化目標，國際能源署(International Energy Agency, IEA) (2013)也指出再生能源技術是未來控制全球溫度上升低於攝氏1.5~2°C的重要手段之一。為了加速再生能源發展，各國也積極透過訂定法令與補貼來達成目標<sup>1</sup>，依據REN21 (Renewable Energy Policy

<sup>1</sup> 台灣電力公司綜合研究所電力經濟與社會研究室 專員

<sup>2</sup> 國立臺北商業大學財務金融系 教授

<sup>3</sup> 中華經濟研究院 助理研究員

<sup>4</sup> 核能研究所能源經濟及策略研究中心 副工程師

<sup>5</sup> 台電綜研所 所長

\*通訊作者電話: 02-2360-1267, E-mail: [u621502@taipower.com.tw](mailto:u621502@taipower.com.tw)

收到日期: 2018年08月15日

修正日期: 2018年11月19日

接受日期: 2018年11月26日

<sup>1</sup> 有別於歐巴馬時代，美國總統川普在其競選演說時，已強調將退出巴黎協定。在2017年6月1號川普在白宮正式宣

Network for the 21st Century) (2018)報告顯示2017年全球共有179個國家設立再生能源發展目標，57個國家規劃未來要達成100%再生能源的願景，而其中113個國家以躉購制度發展再生能源，也顯示積極發展再生能源為全球未來的共同目標。

我國屬於低自主高排碳之能源結構，2017年人均碳排放量排名高達全球第19名。我國體認為全球一分子，積極參與減碳行動，除主動向聯合國氣候變化綱要公約秘書處，提出於2020年及2030年達成溫室氣體排放總量分別要BAU (Business As Usual)減少30%及50%的承諾外，2015年6月15日更通過「溫室氣體減量及管理法」(溫管法)，該法令規定2050年全國溫室氣體排放量要降到2005年的一半，為我國首次將溫室氣體減量目標納入法令。

有別於溫管法，政府修正以能源轉型為目標之新版電業法，納入眾多有利於再生能源發展的利多，包括備用供電容量與電力排放係數等，以太陽光電與離岸風力，積極推動再生能源發展，期望2025年再生能源的發電佔比可達20%，並降低燃煤發電佔比。然而，我國發展再生能源有其先天益處與不足之處，特別是再生能源機組高單價可能對於電價與我國產業發展產生相當衝擊，再加上各縣市產業結構不同，應以不同角度深入觀察。

首先，觀察我國整體產業用電行為，2017年全國總用電量共2,615億度，其中工業用電為最大宗(53.5%)，其次為服務業(19%)以及住宅用電(18.2%)。工業用電中用戶用電佔比最大(84%)，主要以製造業為主，其中又以電力及電

子機械器材製造修配業(電子零組件)、化學業(化學材料)及金屬基本工業(鋼鐵業)的用電量最大。工業主要用電為製程動力(55%)，其次為空調用電(13%)及空壓機(11%)。服務業用電來源又以社會服務和個人服務佔比為最大，其次為批發零售等。服務業之主要用電以空調(44%)與照明(18%)為主<sup>2</sup>。

再者，依據我國2018年縣市用電行為，桃園市(17.10%)、臺南市(16.83%)、高雄市(14.86%)、臺中市(14.48%)與新竹市(6.83%)為我國工業用電量最大之縣市，同為六都之新北(4.75%)與臺北(0.38%)則工業用電佔比較低；在服務業用電部分，臺北(21.01%)、新北(15.24%)、臺中(12.08%)、高雄(11.08%)、桃園(9.43%)與臺南(6.68%)用電量最大；農林漁牧售電量以屏東縣(24.29%)、彰化縣(14.95%)、雲林縣(13.26%)、臺南(13.00%)、嘉義縣(8.25%)等為主<sup>3</sup>。因此，六都的臺中、桃園、高雄、臺南等皆以工業用電佔最大宗，與臺北、新北市以服務及住宅部門用電為主不同，因此電價上漲對縣市與產業別之衝擊程度將產生差異，實有必要對所有縣市進行整合性評估。

本研究研究主軸分為兩大部分，相關流程如圖1。首先，本研究以同時納入能源(Energy)、經濟(Economics)和環境(Environment)構面之3E模型架構，以最小成本為目標函數之電力規劃模型，評估2018-2025年台電公司因應政府能源轉型目標，分析其對電力配比、電力排放係數、備用供電容量率及發輸配電成本之影響<sup>4</sup>。此外，本研究採用行政院主計總處最新之52部門產業關聯表為基底，並參考工研

布將退出並停止所有有關協定之作為(White house, 2017)。然而，根據Jotzo *et al.* (2018)研究報告指出，在川普宣示退出後的一年內，美國政府似乎並沒有進行任何談判動作，甚至是降低自主減碳貢獻(Nationally determined contribution, NDC)。此外，目前仍有較少的資訊顯示其他國家將跟隨美國退出巴黎協定，甚至尼加拉瓜與敘利亞於2017年底也宣示將加入協定。在美國各州、城市或企業也都有針對減碳相關規範與作為，有助於彌補聯邦政府的無作為(Chen *et al.*, 2018; Galik *et al.*, 2017; Pickering *et al.*, 2018)。不過由於美國的退出決定，也造成一些國家持續觀望，如澳洲政府取消碳稅且重新考慮燃煤發電。Martus (2018)認為世界排碳大國俄羅斯到目前仍未簽署巴黎協定，可以解讀為未來國際減碳成效之警訊。

<sup>2</sup>資料來源為經濟部能源局(2018)我國節電推動進展與未來規劃簡報資料。

<sup>3</sup>資料來源為台電網站<http://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=101>

<sup>4</sup>本研究的目的是以全年總合數據進行電力規劃與產業結構的影響進行分析，論文採用的投入產出模型和電力規劃模型是建立在以低頻資料為基礎的「年」頻率數據，基本上是延續過去文獻(例如Dantzig (1976)、Leung and Hsu (1984)、Chen and Wu (1994)、Wang and Miller (1995)、Vogestad (2009)等人)的研究方法。

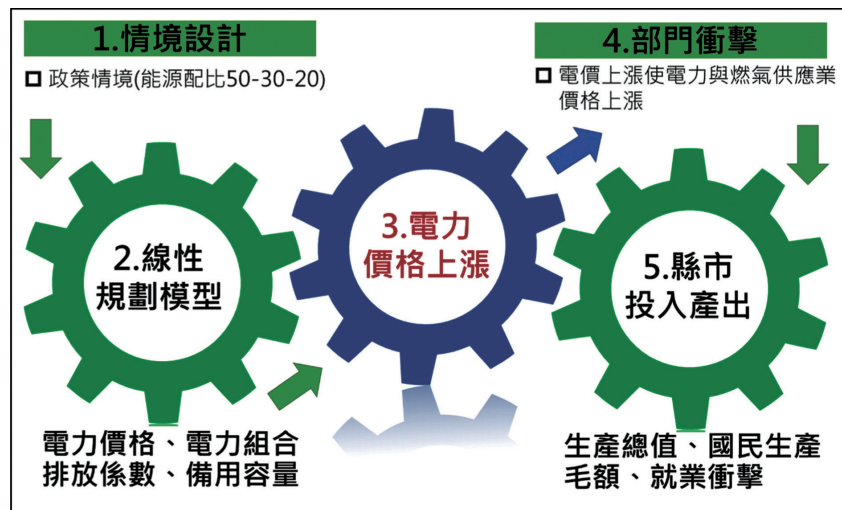


圖1 研究流程圖(本研究繪製)

院(2016)運用最新工商及服務業普查以及工廠校正調查等資料，將全國投入產出結構細緻化至20個縣市，並以電力規劃模型之售電成本上漲率<sup>5</sup>，帶入投入產出表之「電力與燃氣供應業」做為衝擊因子，評估對各縣市實質產質、國內生產毛額及就業人口之影響，相關結果可提供給政策主管機關及縣市政府施政參考。

## 2. 文獻回顧

### 2.1 電力供需規劃模型

國外已有不少研究者投入電力系統供需規劃之研究，並探討再生能源配額制(renewable portfolio standard)對能源配比規劃之影響。EIA (U.S. Energy Information Administration) (2007) 利用線性規劃之國家能源模式系統(National Energy Modeling System, NEMS)，評估美國2020年再生能源配額制(renewable portfolio standard) 15%之目標，發電業者如何透過再生能源發電或是購買再生能源憑證來達成。Logan *et al.* (2009)運用多區域且包含線性規劃容量模

組之區域能源發展系統，評估美國2021年要達到再生能源配額制20%之因應策略。Geem and Kim (2016)採用線性規劃模型評估在再生能源配額制限制下，對於韓國未來水力、風力、太陽光電以及生質能的再生能源能源配比之影響。評估結果顯示在2030年能源配比为天然氣佔26.9%、燃煤佔21.1%、核能佔39%以及再生能源佔13%。

在國內的部分王京明(1997)年建立我國電力部門成本最小化之經濟技術模型，分析我國施行碳稅以及能源稅對電力部門之衝擊。廖述誼等(2010)利用數學規劃方式，評估實施碳稅對臺灣電力部門之衝擊，結果顯示當課徵碳稅後，發電方式將以核能和水力來取代火力發電。實證結果顯示：當碳稅為50美元/噸時，電力部門的二氧化碳排放量將有顯著的改善，但電力市場價格將上漲一倍之多。柯鄺等(2012)運用多目標規劃法建置我國本島之電力供給規劃模型，以發電成本及二氧化碳極小化為目標，評估2010至2030年各情淨所能達到之減碳效果。實證結果發現在考慮電廠汰舊換新、擴大天然氣使用、核四商轉及核能不除役等措施

<sup>5</sup> 依據電業法第四十九條第一項規定，公用售電業之電價與輸配電業各種收費率之計算公式每度平均電價=[(購電支出(含利潤)+輸配電支出(含利潤)+售電服務費用)+公用售電業合理利潤]/售電度數。目前本研究之購電成本為售電成本=(發輸配電年總成本+燃料年總成本+變動運維年總成本+現有機組年總固定運維成本+新發電技術年總攤提成本+需求端節電年投入總成本)/售電度數。兩者之間的差距主要在於合理利潤加成，但為了簡化分析本研究以電價取代售電成本。



後，我國碳排放係數將逐年下降，但由於未來核能屆齡除役，2018-2025年排碳係數將不減反增。在考慮所有減碳技術運用後，發電成本仍將從每度2.11元增加至3.31元，上漲56%。洪紹平與張四立(2016)建置以智慧電網為主之整合型電力規劃模型，此模型導入演算經濟與適應性控制理論，並具備彈性之電力供需調節與調度能力。張耀仁等(2017)運用電力組合評估模型，估計2025年能源配比目標達成對於電力結構、發電成本、碳排放、天然氣供需等影響。結果顯示滿足非核願付電價最小碳排電力組合需由57.19%的燃氣、20.17%的燃煤與21.59%再生能源組成，相較於2015年發電成本將增加約33%，碳排放將減少約13%。

## 2.2 投入產出模型

投入產出分析法已被研究者廣泛應用在許多議題，也有研究者運用投入產出分析來評估原物料或電力價格變動，對我國總體產業與物價水準之衝擊。林素貞(1999)運用我國歷年產業關聯表建立灰色動態產業關聯模型，估算我國各產業之短期電力需求價格彈性，實證結果發現受電力價格影響較大的業別為運輸倉儲業(-2.02)，其次是能源礦業(-0.934)及農林漁牧業(-0.88)。吳秉叡(2009)利用投入產出分析，評估原油價格若上漲10%，對我國物價水準、總體產業產值、GDP以及就業人口之衝擊，結果顯示：總體物價水準將上漲0.43%；產業產值將衰退0.20%；GDP將減少0.29%；以及就業人口將減少0.14%。楊達鑫(2012)採用2006年166部門國產品交易表為資料基礎，並將166部門合併至47部門，探討油電價上漲對總體經濟影響。結果發現若國內油價從2012年第二季起調漲10.7%時，將使2012年消費者物價指數(Consumer Price Index, CPI)增加0.522個百分點。若國內電價從2012年6月10日起分三階段調漲(以原方案調幅29.5%進行估算)，將使2012年CPI增加0.269個百分點。CPI受影響最大之產業為加工食品，躉售物價指數(Wholesale Price

Index, WPI)受影響最大之產業為電子零配件。

針對電價對總體產業衝擊，Lee *et al.* (1977)利用華盛頓州51部門的投入產出表，觀察小麥、電力、原油以及天然氣價格等外生變數，對區域經濟之衝擊。結果顯示上述外生價格變動對於華盛頓州的衝擊是顯著以及多元性。Han *et al.* (2004)運用投入產出分析探討1985-1998年電力部門中水力、化石燃料、核能以及非電廠能源在韓國經濟所扮演之角色。主要鎖定在電力投資對個別產業之間效果、電力供應短缺效果以及電力價格上漲對其他生產價格之衝擊等三種議題。

張四立(2008)運用88年、90年及93年投入產出表價格模型估計電力價格上漲對於產業與經濟衝擊，結果發現消費者物價指數上漲0.34-0.40%，GDP衰退0.36-0.44%。電力價格變動的衝擊無論是對產業成本或CPI上漲幅度而言，均高於其他能源類別。此外，電力上漲所導致之GDP成長率下降幅度亦較高。梁啟源(2008)利用投入產出分析，評估油價上漲25.6%對總體經濟的影響，結果發現油價上漲，造成經濟總產值衰退0.44%。其中對水電燃氣影響最大(衰退3.05%)，其次為製造業(-0.43%)、礦業(-0.42%)、農林漁牧業(-0.40%)、運輸業(-0.36%)、營建業(-0.16%)及服務業(-0.09%)。核能研究所(2014)利用RETScreen技術經濟以及95年投入產出表，評估核四不商轉並由燃氣複循環來替代對電價與總體經濟之影響。實證結果發現在核四封存加上核1-3延役下，電價將上漲7~14%左右；在核四封存加上核1-3如期除役下，電價將上漲28~46%左右。在投入產出分析結果顯示電價上漲8%，GDP將下跌0.291%，消費者物價指數將上漲0.391%。當電價因四封存加上核1-3如期除役，電價將上升39%，GDP將下跌-1.315%。在產業別的部分以石化產業(如化學材料、塑膠製品、石油及煤製品等)將產生較嚴重的損失。蘇恩沁(2017)透過投入產出法分析2025年當年，再生能源發展將使電價上漲12.04%，其中產值衝擊最大的是電力供應業

(-15.68)、基本金屬工業(-1.75%)以及水電燃氣業(-1.48%)。

## 2.3 一般均衡模型

有別於部分均衡的投入產出法，許多學者利用一般均衡模型來評估電價對總體經濟之影響。吳再益等(2005)利用臺灣動態一般均衡模型(Dynamic General Equilibrium Model of Taiwan, DGEMT)評估電價變動對總體經濟、物價、產業及二氧化碳排放之影響。結果顯示當電價上漲3%時，整體物價將上漲0.192%，GDP減少0.039%；當電價上漲6%，整體物價將上漲0.382%，GDP將減少0.081%；當電價上漲10%，整體物價將上漲0.637%，GDP將減少0.136%。梁啟源(2008)也利用一般均衡模型DGEMT評估電價變動對產出價格、消費者物價指數、整體經濟以及油煤氣等能源需求之影響，結果顯示電價上漲1%，產出價格將增加0.065%，消費者物價指數增加0.04%，整體經濟將減少0.01%；當電價上漲12.6%，產出價格將增加0.79%，消費者物價指數增加0.47%，整體經濟將減少0.165%。

左俊德(2013)運用台經院3E一般均衡模型估算核四的停止商轉對電價以及產業之衝擊，結果顯示假設核四如無法商轉，電價將上漲0.33~0.59%，其中影響最大的產業包括皮革、合成橡膠、其它人造纖維、其它運輸工具等產業。張哲維等(2016)運用臺灣與續能發展模型(Taiwan Sustainable Energy Development, TaiSEND)，探討課徵能源環境稅對總體經濟之影響。結果發現在2016年進行課徵能源稅，電力與電燈電價每度增加0.33元，至2030年電力電價將較2014年增加11.74%，電燈電價較2014年增加11.22%。2016至2030年實質GDP之影響年均約減少294億元(0.13%)。林婷婷與楊晴雯(2016)利用整合分析模型(Integrated System of Strategic Energy Policy, ISOSEP)進行綠色能源科技發展政策評估。結果顯示在考量未來二氧化碳減量目標下，電價將由2015年2.1元/度，

上升至2050年的18.4元/度，2016-2050年之年均成長率達6.41%。另外在總體經濟衝擊，預估2030年當年度實質GDP將減少4.58%，2050年實質GDP將減少24.58%，約7兆9千億元新臺幣。

有別於過去文獻，本研究將52部門投入產出表分解至各縣市，並結合電力規劃模型評估能源轉型所帶來之衝擊，分析各縣市受影響最大的產業為何？希冀能透過分析結果提供各縣市政府參考，盡早進行相關預防措施以降低電價上漲所帶來的衝擊。

## 3. 研究方法與參數設定

本研究主要透過電力規劃模型與縣市投入產出表之3E模型架構，評估我國未來再生能源配比對電價、環境與產業等影響。電力規劃模型考慮滿足負載需求與相關限制條件下，以電力系統總成本最小化作為目標函數。投入產出分析則是透過價格模型評估電價對所有產業價格之影響，再採用數量模型評估對產值、就業等之影響，相關說明如下：

### 3.1 電力規劃模型

#### 3.1.1 目標函數

電力規劃模型為混和整數線性規劃模型，以電力系統年總成本最小化為目標函數，如式(1)所示。年總成本為每年發輸配電總成本、燃料總成本、變動運維總成本、現有機組總固定運維成本、新發電技術總攤提成本及需求端節電投入總成本的總和。數學式表示如下：

$$\begin{aligned} \text{Minimize } & \text{TRANS\_COST}_t + \text{FUEL\_COST}_t \\ & + \text{VOM\_COST}_t + \text{FOM\_COST}_t \\ & + \text{CAP\_COST}_t + \text{EPP\_COST}_t \end{aligned} \quad (1)$$

其中， $\text{TRANS\_COST}_t$  為每年的總輸配電成本(元/年)； $\text{FUEL\_COST}_t$  為每年的總燃料成本(元/年)； $\text{VOM\_COST}_t$  為每年的總變動運維成本(元

/年)； $FOM\_COST_t$  為每年的總固定運維成本(元/年)； $CAP\_COST_t$  為每年新發電技術需投入的攤提總成本(元/年)； $EPP\_COST_t$  為每年節電技術投入的總成本(元/年)。

#### 輸配電總成本

輸配電年總成本由各種發電技術發電量乘上該發電技術之單位輸配電成本之總和，如式(2)所示。

$$TRANS\_COST_t = \sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * TRANS_{kt} \quad (2)$$

其中， $TRANS\_COST_t$  為 t 年總輸配電成本(元/年)； $GEN_{ijkt}$  為發電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 t 年 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $TRANS_{kt}$  為發電技術 k 於 t 年之單位輸配電成本(NT\$/MWh)。

#### 燃料總成本

燃料年總成本由需要燃料之發電技術 k ( $k \in F$ ) 之所發電量乘上單位燃料消費係數與單位燃料成本之總和，如式(3)所示。

$$FUEL\_COST_t = \sum_i \sum_j \sum_{k \in F} GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * FU\_CON_{kt} * FU\_CT_{kt} \quad (3)$$

其中， $FUEL\_COST_t$  為 t 年總燃料成本(元/年)； $GEN_{ijkt}$  為需要燃料發電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 t 年 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $FU\_CT_{kt}$  為需要燃料發電技術 k 於 t 年之燃料消耗係數(kg/MWh, L/MWh or CUM/MWh)； $FU\_CON_{kt}$  為需要燃料發電技術 k 於 t 年之單位燃料成本(NT\$/kg, NT\$/L or NT\$/CUM)；F 為需要燃料(油、煤、氣及核能)之發電技術。

#### 變動運維總成本

變動運維年總成本由各發電技術發電量乘上單位變動運維成本之總和，如式(4)所示。

$$VOM\_COST_t = \sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * VOM\_CT_{kt} \quad (4)$$

其中， $VOM\_COST_t$  為 t 年總變動運維成本(元/

年)； $GEN_{ijkt}$  為發電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 t 年 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $VOM\_CT_{kt}$  為發電技術 k 於 t 年之單位變動運維成本(NT\$/MWh)。

#### 固定運維總成本

固定運維年總成本由現有( $k \in E$ )發電技術機租容量乘上單位固定運維成本之總和，如式(5)所示。現有機組固定運維成本為每年固定值且不含變數項目，因此不參與模型最佳化程序，但仍會計入總成本。

$$FOM\_COST_t = \sum_i \sum_{k \in E} CAP_{ikt} * FOM\_CT_{kt} \quad (5)$$

其中， $FOM\_COST_t$  為 t 年總固定運維成本(元/年)； $CAP_{ikt}$  為現有發電技術 k 於 t 年 i 季之裝置容量(MW)； $FOM\_CT_{kt}$  為發電技術 k 於 t 年之單位固定運維成本(NT\$/MW)；E 為現有發電技術。

#### 新技術攤提總成本

新技術投入年總成本由新增( $k \in N$ )發電技術機組容量乘上每年攤提折舊的建置成本加上含利息之總和，如式(6)所示。

$$CAP\_COST_t = [\sum_i \sum_{k \in N} (CAP_{ikt} * CAP\_CT_{kt} + N_{ikt} * FNCAP_{kt} * CAP\_CT_{kt})] / YRS\_DEPREC \quad (6)$$

其中， $CAP\_COST_t$  為 t 年新發電技術建置所需攤提總成本(元/年)； $CAP_{ikt}$  為新發電技術 k 於 t 年 i 季之新增裝置容量變數(MW)； $CAP\_CT_{kt}$  為發電技術 k 於 t 年之單位建置與利息成本(NT\$/MW)； $N_{ikt}$  為新發電技術 k (燃煤與燃氣)於 t 年 i 季之機組新增數量變數； $FNCAP_{kt}$  為新發電機組 k (燃煤與燃氣)於 t 年之固定新增容量(MW)； $YRS\_DEPREC$  為新技術建置成本攤提年數；N 為新建置的發電技術。

#### 需求端節電總成本

需求端節電年總成本由各種節電技術( $k \in EPP$ )節電量乘上單位節電成本之總和，如式(7)所示。



$$EPP\_COST_t = \sum_i \sum_j \sum_{k \in EPP} EPP_{ijkt} * TS_{ij} * EPP\_CT_{kt} \quad (7)$$

其中， $EPP\_COST_t$  為  $t$  年節電技術投入所需之總成本(元/年)； $EPP_{ijkt}$  為節電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之節電量變數(MW)； $TS_{ij}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $EPP\_CT_{kt}$  為節電技術  $k$  ( $k \in EPP$ ) 於  $t$  年之單位節電成本(NT\$/MWh)； $EPP$  為節電技術。

### 3.1.2 限制條件

模型需在設定的限制條件下進行最佳化求解，包括：電力供需、機組供電上下限、保證購電(最小供電)、再生能源優先併網、儲能(含抽蓄水力)效率平衡與運轉上限、新機組發展潛能上限、燃料供應上限、備用容量率目標、柴油機最小需求量、電力排放上限、政策限制及需求端節電潛能上限等限制。各項限制條件說明如下：

#### 電力供需限制

電力系統電力總供應扣掉線路損失需大於等於電力需求與抽蓄及儲能用電之總和，再減掉節電技術之節電量。模型中本島、澎湖、金門與馬祖之電力供應需獨立滿足該區域的電力需求，其中，抽蓄與儲能只儲存本島剩餘電力與供應本島電力需求。本島之電力供需平衡如式(8)所示。

$$\begin{aligned} \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * (1-LOSS) \geq DEM_{ijt} \\ + PSH\_STO_{ijt} * TS_{ijt} + STO\_STO_{ijt} * TS_{ijt} \\ - \sum_k EPP_{ijkt} * TS_{ijt} \quad \forall_{ijt} \end{aligned} \quad (8)$$

澎湖、金門及馬祖之電力供需平衡如式(9)所示。

$$\sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * (1-LOSS) \geq DEM_{ijt} \quad \forall_{ijt} \quad (9)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $LOSS$  為線路損失係數； $DEM_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之電力需求(MWh)； $PSH\_STO_{ijt}$  為

抽蓄水力於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之儲電量變數(MW)； $STO\_STO_{ijt}$  為儲能技術於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之儲電量變數(MW)； $EPP_{ijkt}$  為節電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之節電量變數(MW)。

#### 現有機組供電限制

現有發電機組(不含風力與太陽光電)  $k$  於  $i$  季  $j$  時段之平均負載需小於等於各機組最大供電能力，如式(10)所示。各機組年發電量需小於等於現有發電機組(不含風力與太陽光電)  $k$  於  $i$  季裝置容量乘上機組年可利用率與8,760小時，如式(11)所示。

$$GEN_{ijkt} \leq CAP_{ikt} * MAXSF_{kt} \quad \forall_{ijk(k \in Wind \& PV)t} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \leq CAP_{ikt} * AF_{kt} \\ * 8,760 \quad \forall_{k(k \in Wind \& PV)t} \end{aligned} \quad (11)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為現有發電技術(不含風力與太陽光電)  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $CAP_{ikt}$  為現有發電技術(不含風力與太陽光電)  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $MAXSF_{kt}$  為現有發電技術(不含風力與太陽光電)  $k$  於  $t$  年之最大供電能力係數； $AF_{kt}$  為現有發電技術(非風力與太陽光電)  $k$  於  $t$  年之年可利用率係數。

現有民營( $k \in IPP$ )燃煤或燃氣發電機組之年發電量需大於等於該機組裝置容量乘上年保證購電率與8,760小時，如式(12)所示。

$$\begin{aligned} \sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq CAP_{ikt} * IPPMINAF_{kt} \\ * 8,760 \quad \forall_{k(k \in IPP \text{ PC or NGCC})t} \end{aligned} \quad (12)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為現有民營( $k \in IPP$ )燃煤或燃氣發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $CAP_{ikt}$  為現有民營( $k \in IPP$ )燃煤或燃氣發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $IPPMINSF_{kt}$  為現有民營( $k \in IPP$ )燃煤或燃氣發電技術  $k$  於  $t$  年之保證最小購電比率。

電力系統需讓現有風力(Wind)與太陽光電(PV)發電機組之發電量優先併網，也就是現有

風力與太陽光電機組  $k$  於  $i$  季  $j$  時間區間之平均負載等於風力與太陽光電機組  $k$  於  $i$  季之裝置容量乘以風力與太陽光電機組  $k$  於  $i$  季  $j$  時間區間之容量因數，如式(13)所示。

$$GEN_{ijkt} = CAP_{ikt} * CF_{ikt} \quad \forall_{ijk(k \in Wind \& PV)t} \quad (13)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為現有風力與太陽光電發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $CAP_{ikt}$  為現有風力與太陽光電發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $CF_{ikt}$  為現有風力與太陽光電發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季之容量因素。

#### 新機組發展潛能限制

模型中每年各種新機組( $k \in N$ )投入累積容量必需小於等於該機組當年最大可建置容量潛能，如式(14)、(15)及(16)所示。其中，式(16)只適用於新投入的燃煤、燃煤CCS (Carbon Capture and Storage, 碳捕獲)及燃氣發電機組，式(15)則不含新投入的燃煤、燃煤CCS及燃氣發電機組。

$$TOTNCAP_{ikt} \leq POT_{kt} \quad \forall_{ik(k \in N)t} \quad (14)$$

$$TOTNCAP_{ikt} = \sum_{t=StartYr}^{t-1} NCAP_{ikt} + \sum_i NCAP_{ikt} \quad \forall_{k(k \in N)t} \quad (15)$$

$$TOTNCAP_{ikt} = \sum_{t=StartYr}^{t-1} NCAP_{kt} + \sum_i FNCAP_{kt} * N_{ikt} \quad \forall_{k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)t} \quad (16)$$

其中， $TOTNCAP_{ikt}$  為新投入發電技術  $k$  之  $t$  年  $i$  季之累積裝置容量； $NCAP_{kt}$  為新投入發電技術  $k$  之  $t$  年新增裝置容量(MW)； $NCAP_{ikt}$  為新投入發電技術  $k$  之  $t$  年  $i$  季新增裝置容量變數(MW)； $POT_{kt}$  為新建發電技術  $k$  於  $t$  年之可裝置容量上限(MW)； $StartYr$  為分析的起始年。

#### 新機組供電限制

新投入發電機組(不含再生能源)  $k$  於  $i$  季  $j$  時段之平均負載需小於等於各機組之最大供電能力，如式(17)所示。各新投入發電機組(不含再生能源)年發電量需小於等於該新建發電機組(不含再生能源)  $k$  於  $i$  季裝置容量乘上機組年可

利用率與8,760小時，如式(18)所示。

$$GEN_{ijkt} \leq TOTNCAP_{ikt} * MAXSF_{kt} \quad \forall_{ijk(k \in N; k \notin REN)t} \quad (17)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \leq TOTNCAP_{ikt} * AF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in N; k \notin REN)t} \quad (18)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為新投入發電技術(不含再生能源)  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時間的時間長度(hr)； $TOTNCAP_{ikt}$  為新投入發電技術(不含再生能源)  $k$  於  $t$  年  $i$  季之累積裝置容量(MW)； $MAXSF_{kt}$  為新投入發電技術(不含再生能源)  $k$  於  $t$  年之最大供電能力係數； $AF_{kt}$  為新投入發電技術(不含再生能源)  $k$  於  $t$  年之年可利用率係數。

新投入再生能源發電機組( $k \in N \& REN$ )發電機組之發電量需優先併網，也就是新再生能源機組  $k$  ( $k \in N \& REN$ )於  $i$  季  $j$  時間區間之平均負載等於新再生能源發電機組  $k$  於  $i$  季之總裝置容量乘上機組的容量因數，如式(19)所示。

$$GEN_{ijkt} = TOTNCAP_{ikt} * CF_{ikt} \quad \forall_{ijk(k \in N \& REN)t} \quad (19)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為新投入再生能源發電技術  $k$  ( $k \in N \& REN$ )  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TOTNCAP_{ikt}$  為新投入再生能源技術  $k$  ( $k \in N \& REN$ )於  $t$  年  $i$  季之累積裝置容量； $CF_{ikt}$  為新投入再生能源發電技術  $k$  ( $k \in N \& REN$ )於  $t$  年  $i$  季  $j$  時間區之容量因數。

新投入燃煤、燃煤CCS及燃氣複循環機組除須滿足式(17)與(18)外，模型設定新投入機組每年供電量必須大於等於新投入機組裝置容量乘上年最小供電比例，如式(20)所示。此限制條件是為了防止模型興建新機組卻出現低使用率的情況，實務上新建機組各項設備效率皆較佳，興建完之新機組應該優先被用於發電，特加入此項限制條件。

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq TOTNCAP_{ikt} * NCAPMINAF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)t} \quad (20)$$



其中， $GEN_{ijkt}$  為新投入發電技術  $k$  ( $k \in N \& USC, CCS, NGCC$ ) 於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $TOTNCAP_{ikt}$  為新投入發電技術  $k$  ( $k \in N \& USC, CCS, NGCC$ ) 於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $NCAPMINF_{kt}$  為新投入發電機組  $k$  ( $k \in N \& USC, CCS, NGCC$ ) 於  $t$  年之最小需供電率(模型設定為0.60)； $N$  為新投入發電技術； $USC$  為超超臨界燃煤發電技術； $CCS$  為具碳捕獲之燃煤發電技術； $NGCC$  為燃氣複循環發電技術。

### 柴油機組發電需求限制

因應我國某些離島(例如：蘭嶼、綠島、小琉球等)只有柴油機組可供電，而這些離島之電力需求暫無進行獨立切割，但實際上又與本島電網不相連，確保模型分析結果仍可滿足這些離島的柴油發電需求，因此特設此項限制條件，如式(21)所示。

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq TOTNCAP_{ikt} * NCAPMINAF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)t} \quad (21)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為柴油發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $CAP_{ikt}$  為柴油發電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $DSLMINAF_i$  為  $t$  年柴油機組最小供電比例(模型設定0.50)。

### 抽蓄水力平衡限制

抽蓄水力之發電量需等於抽蓄水力蓄電量乘上充放電效率(Round Trip Efficiency, RTE)係數，也就是說抽蓄水力發電量需來自蓄電量。另外，設定抽蓄水力當季儲存之電力需在當季被消費完，因此將此限制條件設定為春、夏、秋、冬季各自抽蓄平衡，分別如式(22)、(23)、(24)及(25)所示。考量抽蓄水力為穩定電力供需之機組，因此模型強迫抽蓄水力機組每年需有一定額度的出力，否則抽蓄水力發電會因成本較高(充電+放電成本)而較難被模型採用，如式(26)所示。

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j PSH\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in SP)k(k \in PSH)t} \quad (22)$$

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j PSH\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in SM)k(k \in PSH)t} \quad (23)$$

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j PSH\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in AU)k(k \in PSH)t} \quad (24)$$

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j PSH\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in WN)k(k \in PSH)t} \quad (25)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq CAP_{ikt} * PSHMINAF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in PSH)t} \quad (26)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為抽蓄水力技術  $k$  ( $k \in PSH$ ) 於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時間的時段長度(hr)； $PSH\_STO_{ijkt}$  為抽蓄水力技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之蓄電量(MWh)變數； $RTE_{kt}$  為抽蓄水力  $k$  ( $k \in PSH$ ) 之於  $t$  年之充放電效率係數； $CAP_{ikt}$  為抽蓄水力  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $PSHMINAF_{kt}$  為抽蓄水力  $k$  於  $t$  年之年需最小發電比率(模型設定0.10)。

### 儲能系統平衡限制

儲能系統與抽蓄水力相同，需同時滿足抽蓄平衡與年最小發電量限制，並且也設定該季所儲存之電力需在該季被消費，限制條件設定如式(27)、(28)、(29)、(30)及式(31)所示。

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j STO\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in SP)k(k \in STO)t} \quad (27)$$

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j STO\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in SM)k(k \in STO)t} \quad (28)$$

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j STO\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in AU)k(k \in STO)t} \quad (29)$$

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j STO\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(i \in WN)k(k \in STO)t} \quad (30)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq CAP_{kt} * STOMINAF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in STO)t} \quad (31)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為儲能技術  $k$  ( $k \in STO$ ) 於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $STO\_STO_{ijkt}$  為儲能技術  $k$  於

t 年 i 季 j 時段之蓄電量變數(MWh)； $RTE_{kt}$  為儲能技術 k ( $k \in STO$ ) 於 t 年之充放電效率係數(模型設定 1.16)； $CAP_{ikt}$  為儲能技術 k 於 t 年 i 季之裝置容量(MW)； $PSHMINAF_{kt}$  為儲能技術 k 於 t 年之所需最小發電比率(模型設定 0.10)。

#### 燃料供應限制

模型中燃料煤( $k \in COA$ )與天然氣( $k \in NG$ )每年消費量需小於等於當年之最大可供應量，如式(32)所示。

$$\sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * FU_{CON}_{kt} \leq MAX\_FUEL\_SUP_{kt} \quad \forall_{k(k \in COA \& NG)t} \quad (32)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為燃煤或燃氣發電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $FU_{CT}_{kt}$  為發電技術 k 於 t 年之燃料消耗係數(kg/MWh, L/MWh, CUM/MWh)； $MAX\_FUEL\_SUP_{kt}$  為發電技術 k 所需燃料於 t 年之最大可供應量(噸/年)。

#### 備用容量率限制

所有機組之淨尖峰能力總和扣除尖峰負載再除以尖峰負載需大於等於備用容量率，如式(33)所示。

$$\{[(\sum_k CAP_{ijkt} * NPC_{kt}) + \sum_{k(k \in EPP)} EPP_{ijkt} - LOAD_{ijt}] / LOAD_{ijt}\} \geq RES\_MAR_t \quad \forall_{i(j \in SM)j(j \in P)kt} \quad (33)$$

其中， $CAP_{ijkt}$  為發電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之裝置容量(MW)； $NPC_{kt}$  為發電技術 k 於 t 年之淨尖峰出力能力； $EPP_{ijkt}$  為節電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之節電量變數(MW)； $LOAD_{ijt}$  為 t 年之尖峰負載(MW)； $RES\_MAR_t$  為 t 年之備用容量率。

#### 電力碳排放限制

電力碳排放必需小於等於設定之排放量標準，如(34)所示。電力碳排放係數必需小於等於設定之排放標準，如式(35)所示。

$$\sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * EMI_{kt} \leq EMI\_STD_t \quad \forall_{ijk(k \in Fuel)t} \quad (34)$$

$$\sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * EMI_{kt} \leq TOT\_SUP_t * EMI\_COEF\_STD_t \quad \forall_{ijk(k \in Fuel)t} \quad (35)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為發電技術 k ( $k \in Fuel$ ) 於 t 年 i 季 j 時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 t 年 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $EMI_{kt}$  為發電機組 k ( $k \in Fuel$ ) 於 t 年之電力排放係數(kg/MWh)； $TOT\_SUP_t$  為 t 年總發電量(MWh)； $EMI\_STD_t$  為 t 年規定之電力排放量上限(ton/Yr)； $EMI\_COEF\_STD_t$  為 t 年允許之電力排放係數上限(kg/kWh)。

#### 政策目標限制

根據政府再生能源發展政策，再生能源發展目標分為各再生能源技術當年發電量目標、裝置量目標及特定電力發電占比目標，模型將依各目標建置政策限制條件，分別如式(36)、(37)及(38)所示。

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq GEN\_TAR_{kt} \quad \forall_{k(k \in REN)t} \quad (36)$$

$$CAP_{k(k \in E \& REN)t} + TOTNCAP_{ik(k \in N \& REN)t} \geq CAP\_TAR_{k(k \in REN)t} \quad (37)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq TOT\_SUP_t * GEN\_RAT\_TAR_t \quad \forall_{kt} \quad (38)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為再生能源或特定發電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 t 年 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $GEN\_TAR_{kt}$  為再生能源技術 k 於 t 年之發電量目標(MWh)； $CAP_{k(k \in E)t}$  為現有再生能源技術 k 於 t 年之總裝置容量(MW)； $TOTNCAP_{ikt}$  為新設機組 k 於 t 年 i 季之累積裝置容量； $CAP\_TAR_{kt}$  為再生能源技術 k 於 t 年之裝置容量目標(MW)； $TOT\_SUP_t$  為 t 年總發電量(MWh)； $GEN\_RAT\_TAR_t$  為特定發電技術於 t 年之發電占比目標。

#### 需求端節電技術潛能限制

各種節能技術投入節電時，每年所能節電量需小於等於當年可最大節電潛能，如(39)所示。

$$\sum_i \sum_j EPP_{ijkt} * TS_{ijt} \leq EPP\_POT_{kt} \quad \forall_{k(k \in EPP)t} \quad (39)$$

其中， $EPP_{ijkt}$  為節電技術 k 於 t 年 i 季 j 時段之節電量變數(MW)； $TS_{ijt}$  為 t 年 i 季 j 時段的時間長度(hr)； $EPP\_POT_{kt}$  為節電技術 k 於 t 年之節電





價格模型探討的是原始投入的變動對價格所產生的相對影響，這裡指的原始投入包含勞動報酬，營業盈餘、固定資本消耗以及間接稅淨額等項目。根據李高朝(2005)，傳統的投入產出模型也可用實物單位表示並轉換成價格模型(如式43)，在根據換算後可得附加價值變動對各產業生產價格衝擊(如式44)。

$$X_j = P_j Q_j = \sum_{i=1}^n P_i Q_{ij} + V_j \quad (43)$$

$$P^* = (I - A')^{-1} \bar{V} \quad (44)$$

### 3.3 參數設定

#### 3.3.1 電力供需模型

模型中電力需求量以歷史數據進行未來年電力需求推估，以2012~2016年台電公司統計之售電量計算電力需求平均成長率為1.37%，再以2016年售電量為基期，進行未來至2025年售電量推估，將其視為未來年的電力需求量。模型輸配電成本運用經濟部公告之最新輸配電業費率之平均值，輸配電成本主要由輔助服務、電力調度、轉供輸電及轉供配電4項費率之加總，該費率給予不排碳之再生能源(0.0547元/度)與不排碳核能發電(0.3520元/度)極大優惠，但排碳之再生能源反而費率最高(1.0358元/度)，所以採用平均值做為模型的輸配電成本，降低輸配電成本的政策干擾因素。現有台電公司發電機組或技術之燃料消耗率皆直接引用台電統計年報的最新統計資料(台灣電力公司，2017a)；民營電廠燃料消耗率則是能源局統計資料民營電廠101~105年之平均值代替(經濟部能源局，2016)。

現有發電機組之變動運維成本運用台電公司105年會計統計資料之各機組變動運維成本

實績值(台灣電力公司，2017b)；新設發電機組之變動運維成本部分採用實績值平均值；再生能源以能源局最新躉購費率作為技術之變動運維成本；新建離岸風力變動運維成本則是以陸域風力實績值\*(離岸躉購費率/陸域躉購費率)；燃煤CCS則以燃煤變動運維乘上(1+0.63)值取代(IEA, 2013)。現有發電機組之固定運維成本皆運用台電公司105年會計統計資料之各機組固定運維成本實績值，而只有台電公司自有機組有考慮固定運維成本，民營電廠直接用收購價格取代變動運維成本，因此模型中不在考慮民營電廠之固定運維成本，而台電公司新投入機組直接運用建置成本攤提取代固定運維成本，因此新投入發電機組不考量其固定運維成本(台灣電力公司，2017c)。

現有機組裝置容量根據台電最新電源開發方案，將各機組除役年當季之後的裝置容量設定為零；民營燃煤與燃氣發電機組則是合約到期年與當季節後，將裝置容量設定為零。傳統發電技術燃油、柴油、燃煤、燃氣複循環於2030年之發展潛能參考台電最新電源開發方案，以規劃裝置容量加上規劃除役電廠區可重建裝置容量，作為當年可投入新機組的容量上限。再生能源則參考工研院臺灣2050推估潛能當作模型內建技術發展潛能上限(工研院，2016)。模型中淨尖峰能力直接運用台電公司公開發表之資料數據<sup>6</sup>，其中，汽電共生則是運用汽電共生機組的尖峰保證可靠容量除以汽電共生裝置容量數值替代。另外，離岸風力淨尖峰能力假設與陸域風力相同；儲能淨尖峰能力假設與抽蓄水力相同。本研究電力供需模型所使參數規模龐大，礙於文章篇幅，暫不列出模型所使用的參數，但本研究所採用的數據皆是目前國內最新電力相關資料(台灣電力公司，2017c)。

<sup>6</sup>有關再生能源的淨尖峰能力計算方式，川流式水力由於可全天候發電，因此採全年每日24小時發電，平均出力歷時85%之出力計入淨尖峰能力；調整池式與水庫式水力考量方式則與抽蓄式類似，採天然流量經調節後集中6小時發電，平均出力歷時85%之出力計入淨尖峰能力；風力發電採用全年每日24小時發電，平均出力歷時85%之出力計入淨尖峰能力；太陽光電採全年每日10時至17時發電，平均出力歷時85%之出力計入淨尖峰能力(台灣電力公司，2016)。

### 3.3.2 縣市投入產出模型

縣市投入產出分析採用行政院主計總處最新之52部門產業關聯表為基底，合併為農業、

工業和服務業共38個部門(如下表1)。並參考陳嘉茹等(2016)運用最新工商及服務業普查以及工廠校正調查等資料，將全國投入產出結構分解至本島及離島共20個縣市，故該縣市產業關

表1 縣市產業關聯表產業分類對照(本研究整理)

編號	產業	主計處對照部門
1	農林漁牧礦業	1.農業 2.畜產 3.林產 4.漁產 5.礦產
2	加工食品	6.加工食品
3	飲料、菸草製造業	7.飲料 8.菸
4	紡織與印刷	9.紡織品 10.成衣及服飾品 14.印刷及資料儲存媒體複製
5	皮革、毛皮及其製品	11.皮革、毛皮及其製品
6	木材及其製品	12.木材及其製品
7	紙漿、紙及紙製品	13.紙漿、紙及紙製品
8	化學業	15.石油及煤製品 16.化學材料 17.化學製品 18.藥品
9	塑橡膠製品	19.橡膠製品 20.塑膠製品
10	非金屬礦物製品	21.非金屬礦物製品
11	基本金屬製造業	22.鋼鐵 23.其它金屬
12	金屬製品	24.金屬製品
13	電子零組件	25.電子零組件
14	電腦、電子及光學產品	26.電腦、電子及光學產品
15	電力設備	27.電力設備
16	機械設備	28.機械設備
17	汽車及其零件	29.汽車及其零件
18	其他運輸工具	30.其他運輸工具
19	家具	31.家具
20	其他製品及機械修配	32.其他製品及機械修配
21	電力及燃氣供應業	33.電力供應、34.燃氣供應
22	用水供應	35.用水供應
23	污染整治	36.汙染整治
24	營造工程	37.營造工程
25	批發及零售	38.批發及零售
26	運輸倉儲	39.運輸倉儲
27	住宿及餐飲	40.住宿及餐飲
28	傳播服務	41.傳播服務
29	電信服務	42.電信服務
30	資訊服務	43.資訊服務
31	金融及保險	44.金融及保險
32	不動產及住宅服務	45.不動產及住宅服務
33	專業、科學及技術服務	46.專業、科學及技術服務
34	支援服務	47.支援服務
35	教育服務	48.公共行政、強制性社會安全 49.教育服務
36	醫療保健及社會工作服務	50.醫療保健及社會工作服務
37	藝術、娛樂及休閒服務	51.藝術、娛樂及休閒服務
38	其他服務	52.其他服務

聯表為760\*760矩陣。

## 4. 實證結果

### 4.1 情境說明

本研究將依據目前政府能源政策方向，設定情境進行模型分析能力驗證，分析目前政府能源政策對於電力供需之影響，如表2所示。該情境針對再生能源發展、燃氣機組設置及LNG(天然氣)接收能力皆不設上限。另外，個別再生能源發電量與裝置容量必需達到政府規劃目標(經濟部能源局，2017)，以及2025年燃

氣與再生能源發電占比分別需達到50%與20%以上。根據政府規劃，設定2018~2025年電力碳排放係數容許上限。除了電力供應外，本研究模型也納入需求端技術，包括：需量反應與15種住宅、商業及工業的節電技術。

### 4.2 情境分析結果

#### 4.2.1 電力配比分析

根據模型求解結果顯示：我國2018~2025年符合政府政策目標之最小成本電力配比動態規劃如圖3所示。燃煤發電占比將從2018年的38.59%逐步降至2025年的26.12%；政策情

表2 情境設計(本研究整理)

項目	目標/限制條件
備用容量率	2020年備用容量需達10%；2025年備用容量需達15%
核能發電	核一廠一號機不運轉；核二廠二號機不運轉；其他機組依規劃逐步除役；2025年達非核家園
LNG 進口量上限	不設上限
再生能源發展潛力	再生能源可開發潛能不設上限、未來無新增水力發電
新燃氣設置上限	新設燃氣機組量不設上限
再生能源占比目標	2025年再生能源發電占比達20%
再生能源裝置目標	2025年再生能源裝置容量需達政府目標；水力機組不設目標
再生能源發電目標	2025年再生能源發電量需達政府目標、水力發電不設目標
燃氣發電占比目標	2025年燃氣發電占比達50%
減碳目標	根據政府規劃設定減碳目標
需求端	導入需量反應與需求端節電技術

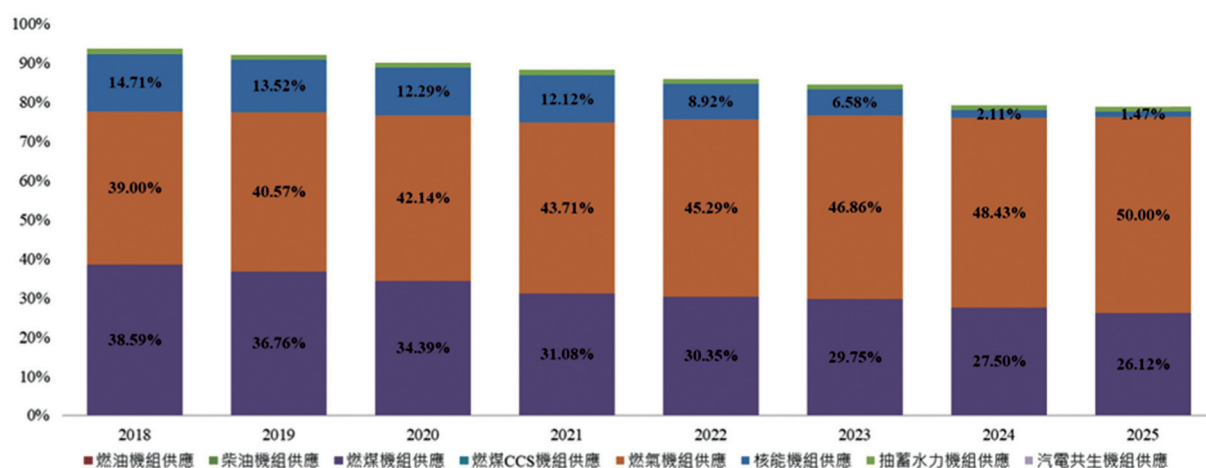


圖3 政策情境電力配比發展趨勢(本研究繪製)



境燃氣發電占比將從2018年的39.00%逐年擴大到2025年50%的目標。未來，核能發電機組逐步除役後，產生的電力供應缺口將由燃氣發電及再生能源進行填補，而再生能源的發電占比將由2018年的6.23%逐年擴大到2025年的21.65%，如圖4所示。再生能源供電將以太陽光電與離岸風力為主，至2025年，兩者的發電占比已可超過15%。依照政府目前再生能源的裝置容量發展目標來看，若每年可依線性比例達成階段目標時，我國有機會在2024年就可達成20%的再生能源發電占比目標，而至2025年時，再生能源發電占比加上相對低排放的燃氣發電占比總和將可達到71.65%。

#### 4.2.2 分析

當電力供應配比變化後，整體電力系統的成本必然發生變化。我國2018~2025年政策情境電價分析如圖5所示，顯示未來年電價呈現逐步上升的趨勢。相較台電公司2017年電價(2.50元/度)實績值，2020年的電價的漲幅將會超過10%；2022年的電價的漲幅將會超過20%；2024年的電價漲幅將超過40%。本研究會影響電價之因素包括：電力配比、能源價格及再生能源使用，尚不考慮其它外在經濟因素，因此電價漲幅尚屬保守評估的結果。用電需求角度來看，核能研究所(2018)民眾電力選擇問卷調查結果顯示，民眾平均願付之低碳電價為3.17

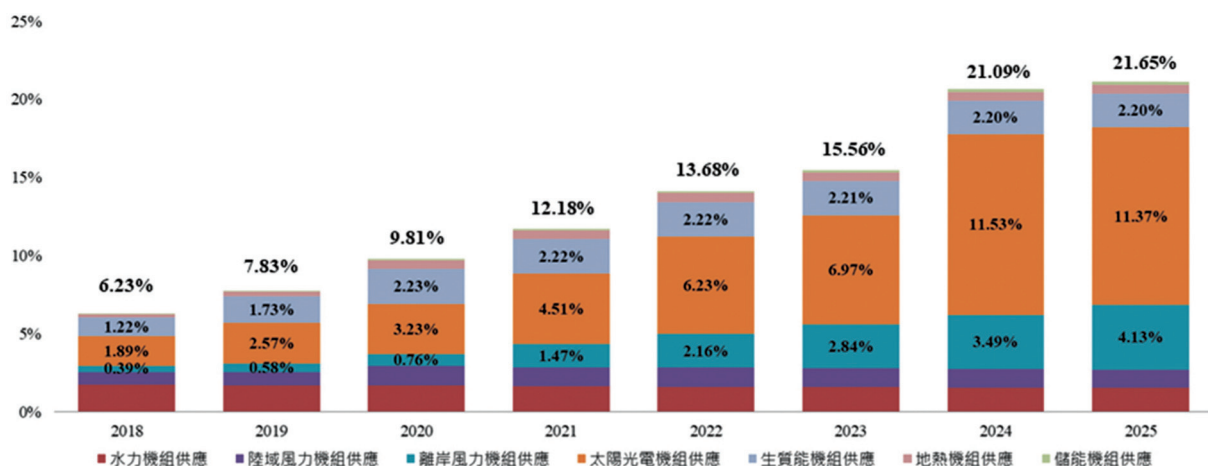


圖4 政策情境電力配比發展趨勢(再生能源) (本研究繪製)

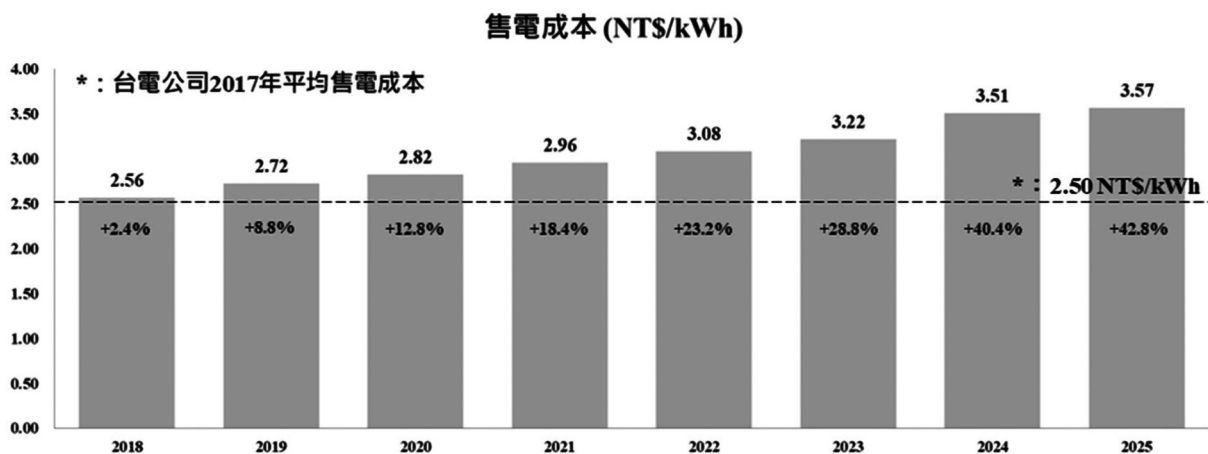


圖5 政策情境電價趨勢(本研究繪製)

元/度<sup>7</sup>，低於本研究電價約0.40元/度，本研究電價不包含合理利潤，因此2025年的民眾平均願付電價與實際電價可能差距更大。因此，政府若要透過減碳、擴大再生能源以及天然氣使用來達成能源轉型之目標，恐將促使電力成本上漲，甚至超過民眾願付價格，而電價通常是民眾對於能源偏好最有感的影響因素，政府必須持續與民眾進行溝通，降低能源轉型過程因電價上漲所產生的風險。發電成本上漲連動電價上漲，最後將會影響整體經濟產值，因此後續也將會以此電價漲幅趨勢，評估未來我國總體經濟受到的影響。

### 4.2.3 碳排放係數

政策情境碳排放係數趨勢分析如圖6所示，政策情境的電力碳排放係數逐年遞減，主要因為政策情境導入大量再生能源所致，以及大幅減少燃煤發電的使用比例，至2020年，政策情境的電力碳排放係數已可降至0.461公斤/度，相較2017年電力碳排放係數實績值(0.554公斤/度)，可減少約11.6%的電力碳排放，將有助於達成電業法第28條公告之2020年電力排碳係數目標<sup>8</sup>。而到2025年達成我國能源轉型目標時，電力碳排放係數將降至0.456公斤/度，

相較2017年電力碳排放係數實績值，可減少約17.7%的電力碳排放。由以上分析結果顯示：我國政府若未來可達成能源轉型目標，將有助於改善我國電力碳排放，同時也可改善電力系統對於空氣的污染，提升能源發展的環境永續性。

### 4.2.4 備用容量率分析

面對我國目前備用與備轉容量不足，政府透過新版電業法第27條備用供電容量管理辦法，要求台電須及早達成法定備用容量標準。本研究2018~2025年政策情境之備用容量率如圖7所示。政策情境未來年因增設再生能源與燃氣發電機組，而使備用容量率大幅提升，皆可超過法定備用容量率15%，2024年備用容量甚至高達37.70%，主要是因為新設大量太陽光電所致，但2025年因現有大量現有傳統機組除役，因此備用容量降至30.80%。從備用容量率指標來看，政策情境未來年皆大於15%，從中長期規劃的角度來看，將不會面臨缺電的情況。本研究因屬中長期電力供需規劃研究，只能以備用容量率評估未來年可能的缺電風險，對於大量投入間歇性再生能源可能導致的突發性缺電風險，本研究模型暫無法評估該議題。

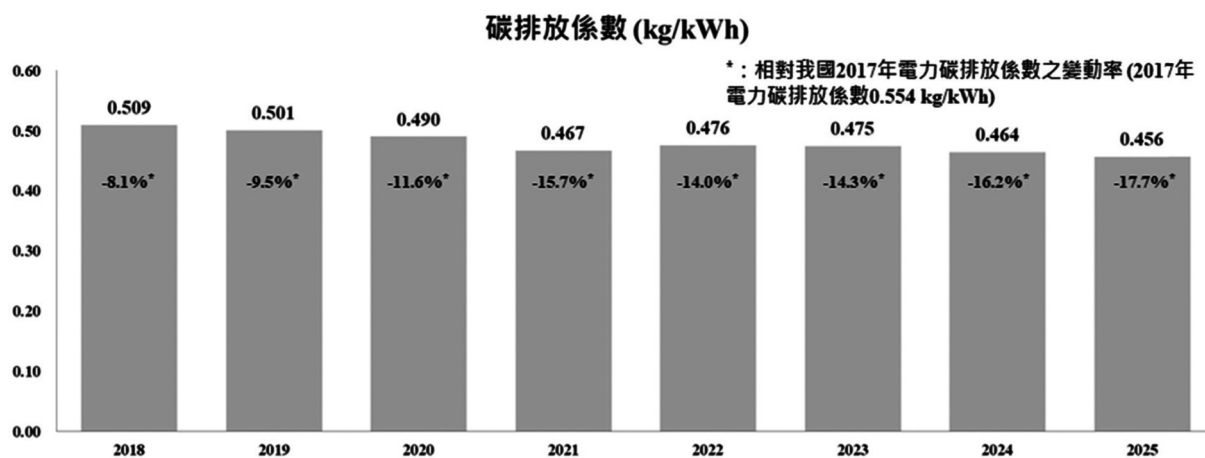


圖6 碳排放係數(本研究繪製)

<sup>7</sup> [http://eip.iner.gov.tw/Manage/Uploads/news/%E6%A0%B8%E7%A0%94%E6%89%80107%E5%B9%B45%E6%9C%8831%E5%AA%92%E9%AB%94%E4%BA%A4%E6%B5%81%E5%BA%A7%E8%AB%87-%E7%B0%A1%E5%A0%B1\(1\).pdf](http://eip.iner.gov.tw/Manage/Uploads/news/%E6%A0%B8%E7%A0%94%E6%89%80107%E5%B9%B45%E6%9C%8831%E5%AA%92%E9%AB%94%E4%BA%A4%E6%B5%81%E5%BA%A7%E8%AB%87-%E7%B0%A1%E5%A0%B1(1).pdf)

<sup>8</sup> 本研究碳排放係數為電力供電端的碳排放係數，與電業法第28電力排放係數為需求端計算方式不同，主要差異在於線路損失以及未來再生能源代輸直供數量。

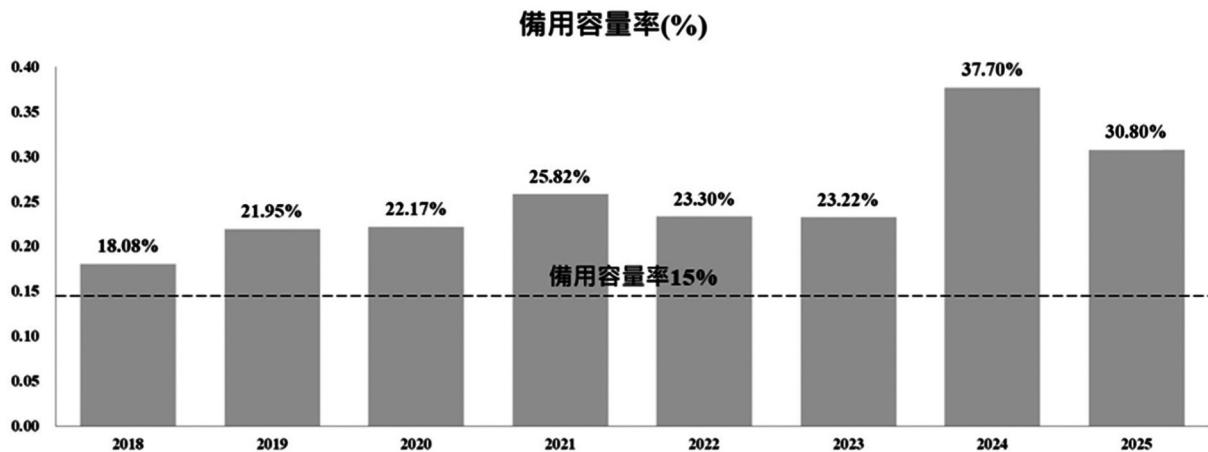


圖7 備用容量率(本研究繪製)

### 4.3 縣市投入產出分析結果

#### 4.3.1 電價上漲對各產業之影響

政策情境下，電價上漲對各產業產值、GDP以及就業的衝擊分析，如表3所示。結果顯示2025年若電價上漲43%，將使我國實質產值減少779,138百萬元(變動率為2.23%)、實值GDP減少256,336百萬元(變動率為1.83%)，就業人口將減少246,793人(變動率為2.26%)。

以農業、工業以及服務業區分來看，工業對實值產值的影響層面最大，服務業次之。根據表3顯示，工業實質產值減少521,591百萬元(佔總變動來源為66.97%)、服務業實值產值減少198,707百萬元(佔總變動來源為25.50%)、農業實值產值減少58,841百萬元(佔總變動來源為7.55%)。就GDP衝擊來看，服務業的影響大於工業與農業，主要的原因為服務業的附加價值率大於工業。服務業實值GDP減少128,013百萬元(佔總變動來源為49.96%)、工業GDP減少101,676百萬元(佔總變動來源為39.66%)、農業實值產值減少26,644百萬元(佔總變動來源為10.39%)。就業的衝擊則仍以服務業的影響最大，主要為服務業每單位創造之就業量較大。隨著電價上漲服務業的就業量將減少

94,912人(佔總變動來源為38.45%)、工業減少87,912人(佔總變動來源為35.60%)、農業將減少63,966人(佔總變動來源為25.92%)。

就產業分類所遭受之衝擊來觀察，前五大受衝擊之產業包括化學業(減少120,044百萬元)、電子零組件(減少99,542百萬元)、批發及零售業(減少67,583百萬元)、農業(減少58,841百萬元)、電力及燃氣供應業(減少54,572百萬元)，可見電價上漲首當其衝是工業部門。

本研究透過100年投入產出表評估電價上漲對GDP之衝擊，結果顯示電價上漲1%，GDP將減少0.043%，該評估的結果與核研所(2014)的0.036%較類似<sup>9</sup>，高於國內一些CGE模擬得到之結果，如吳再益等(2005)以及梁啟源(2008)發現GDP將減少0.013%以及0.010%。主要的原因為本研究採用的投入產出分析，假設所有產業的生產為互補關係，且不具替代性，故一單位某部門的產出減少可能就會連帶使其他產業之產出減少，無法以其它產業之產品作為替代之中間投入，因此投入產出分析相對於一般均衡分析可視為最極端的例子。

表4中顯示我國在不同情境下，電價上漲對各區域產業產值、GDP以及就業的衝擊分析<sup>10</sup>，結果顯示2025年若電價上漲43%，對北部值實產值、實值GDP以及就業影響最大，其次

<sup>9</sup> 由於每個研究的電價設定不同，本研究以電價和GDP相除，得到電價上漲1%對GDP之衝擊。

<sup>10</sup> 北部包含臺北、基隆、新北、桃園、新竹及宜蘭；中部包括臺中、苗栗、南投、彰化、雲林；南部包括高雄、臺南、嘉義、屏東。



表3 我國整體產業之影響(本研究整理)

分類	產業	產出變動	變動比例	GDP變動	變動比例	就業變動	變動比例
農業	農礦業	-58,841	7.55	-26,644	10.39	-63,966	25.92
工業	加工食品	-22,460	2.88	-3,205	1.25	-4,696	1.90
	飲料、菸草製造業	-2,152	0.28	-1,113	0.43	-249	0.10
	紡織業	-18,922	2.43	-4,063	1.58	-4,963	2.01
	皮革、毛皮及其製品	-1,178	0.15	-253	0.10	-1,142	0.46
	木材及其製品	-749	0.10	-187	0.07	-518	0.21
	紙漿、紙及紙製品	-3,902	0.50	-801	0.31	-904	0.37
	化學業	-120,044	15.41	-13,290	5.18	-7,847	3.18
	塑橡膠製品	-13,970	1.79	-3,030	1.18	-3,314	1.34
	非金屬礦物製品	-10,090	1.30	-2,519	0.98	-1,364	0.55
	基本金屬製造業	-42,120	5.41	-4,140	1.62	-1,355	0.55
	金屬製品	-19,097	2.45	-5,418	2.11	-8,175	3.31
	電子零組件	-99,542	12.78	-27,117	10.58	-14,222	5.76
	電腦、電子及光學產品	-22,496	2.89	-5,172	2.02	-6,228	2.52
	電力設備	-11,141	1.43	-2,220	0.87	-2,324	0.94
	機械設備	-22,694	2.91	-4,300	1.68	-6,608	2.68
	汽車及其零件	-9,632	1.24	-2,194	0.86	-1,749	0.71
	其他運輸工具	-6,524	0.84	-1,475	0.58	-1,185	0.48
	家具	-1,547	0.20	-316	0.12	-973	0.39
	其他製品及機械修配	-8,419	1.08	-2,538	0.99	-1,532	0.62
	電力及燃氣供應業	-54,572	7.00	-9,321	3.64	-2,399	0.97
	用水供應	-1,068	0.14	-563	0.22	-31	0.01
	污染整治	-2,623	0.34	-1,181	0.46	-75	0.03
	營造工程	-26,649	3.42	-7,260	2.83	-16,059	6.51
服務業	批發及零售	-67,583	8.67	-47,756	18.63	-28,745	11.65
	運輸倉儲	-20,857	2.68	-7,563	2.95	-5,278	2.14
	住宿及餐飲	-13,897	1.78	-7,020	2.74	-13,677	5.54
	傳播服務	-2,855	0.37	-1,167	0.46	-722	0.29
	電信服務	-4,336	0.56	-2,558	1.00	-1,097	0.44
	資訊服務	-3,038	0.39	-1,913	0.75	-769	0.31
	金融及保險	-13,406	1.72	-9,997	3.90	-4,179	1.69
	不動產及住宅服務	-10,349	1.33	-7,781	3.04	-546	0.22
	專業、科學及技術服務	-14,323	1.84	-8,059	3.14	-4,941	2.00
	支援服務	-7,704	0.99	-5,173	2.02	-5,813	2.36
	教育服務	-8,974	1.15	-7,350	2.87	-6,254	2.53
	醫療保健及社會工作服務	-8,837	1.13	-5,455	2.13	-5,030	2.04
	藝術、娛樂及休閒服務	-2,643	0.34	-1,722	0.67	-2,841	1.15
	其他服務	-19,905	2.55	-14,499	5.66	-15,020	6.09
總計		-779,138	100.00	-256,336	100.00	-246,793	100.00

註：產出與GDP變動單位為新臺幣百萬元；就業變動單位為人；變動比例為百分比。

表4 我國各區域產業之影響(本研究整理)

區域	產出變動	變動比例	GDP變動	變動比例	就業變動	變動比例
北部	-349,927	45	-123,599	48	-98,849	40
中部	-177,527	23	-57,056	22	-63,293	26
南部	-236,514	30	-66,307	26	-72,180	29
東部	-13908	1.79	-6839	2.67	-9396	3.81
離島	-1262	0.16	-2534	0.99	-3076	1.25
總計	-779,139	100	-256,335	100	-246,794	100

註：產出與GDP變動單位為新臺幣百萬元；就業變動單位為人；變動比例為百分比。

為南部以及東部地區，而對離島產業之衝擊有限。表4中實值產業衝擊來源，北部以及南部各佔45%與30%，中部的衝擊佔比約為23%，東部與離島約佔1.95%。相較於實值產出變動比例，北部實值GDP變動來源由45%提升至48%，主要因為北部的服務業佔比相對較

高。

#### 4.3.2 電價上漲對六都各產業衝擊

表5顯示我國各縣市在政策情境下產業產值、GDP以及就業的衝擊分析，結果顯示6都仍是衝擊最大的城市。以實值產值衝擊觀點，高

表5 各縣市產業之影響(本研究整理)

縣市	產出變動比例	GDP變動比例	就業變動比例
基隆市	0.72	1.12	1.37
臺北市	13.72	18.08	13.61
新北市	9.53	10.05	9.31
桃園縣	11.35	9.36	8.06
新竹市	5.20	5.26	3.31
新竹縣	3.43	2.92	2.41
宜蘭縣	0.96	1.42	1.99
臺中市	10.16	10.91	10.54
苗栗縣	1.85	1.79	1.83
南投縣	1.08	1.47	2.49
彰化縣	3.86	3.68	4.67
雲林縣	5.84	4.41	6.12
高雄市	18.16	13.85	15.70
臺南市	8.91	7.32	6.75
嘉義市	0.12	0.68	0.57
嘉義縣	1.12	1.32	2.04
屏東縣	2.05	2.69	4.18
花蓮縣	1.10	1.59	2.18
臺東縣	0.68	1.08	1.63
離島	0.16	0.99	1.25
總計	100	100	100

註：單位為百分比。

雄市是衝擊最大之都市，實值產值隨著若2025年電價上漲43%將減少141,480百萬元(佔比約為18.16%)。其次分別為臺北市(減少106,926百萬元，佔比為13.72%)、桃園市(減少88,460百萬元，佔比為11.35%)、臺中市(減少79,197百萬元，佔比為10.16%)、新北市(減少74,289百萬元，佔比為9.53%)以及臺南市(減少69,390百萬元，佔比為8.91%)。

電價上漲對於6都的影響程度最大。因此，我們再細究6都的各個產業的衝擊程度。電價衝擊對實值產值影響結果如表6顯示，臺北市衝擊最大的產業為批發及零售業，其次為化學業以及電力與燃氣供應業。新北市受衝擊最大的產業與臺北市類似，皆為批發及零售業，其次為電子零組件以及電腦電子及光學產品，主要的原因為新北市的產業結構與臺北市類似。

有別於臺北與新北，桃園衝擊最大的產業為電子零組件業，其次為化學業以及電力與燃氣供應業。在臺中的部分以電子零組件的衝擊最大，其次為批發及零售以及機械設備業。在南部地區，臺南衝擊最大的是電力與燃氣供應業、電子零組件以及基本金屬製造業。高雄則以化學業、基本金屬製造業以及農礦業影響最大。

電價對實值GDP衝擊的結果如表7顯示，臺北市衝擊最大仍是批發及零售業，其次為金融及保險以及專業、科學及技術服務。新北市衝擊最大的產業為批發及零售業、電腦電子及光學產品以及電子零組件。桃園市受衝擊最大的產業為電子零組件、批發及零售以及電力與燃氣供應業。臺中以批發及零售、電子零組件以及其他服務受影響最大。在南部地區，臺南以電子零組件、批發及零售以及電力及燃氣供應業影響最大，高雄則以農礦、批發及零售以及化學業影響最劇。

電價對就業衝擊的評估如表8所示，以北部為例，臺北市就業衝擊最大為批發及零售業、營建工程以及住宿及餐飲。新北市就業衝擊最大為批發及零售業、營建工程以及電腦電

子及光學產品。桃園衝擊最大為批發及零售業、電腦電子及光學產品以及電子零組件。在中部的部分臺中以批發及零售業、其他服務以及機械設備為主。在南部的部分，臺南以農礦業、電子零組件以及批發及零售業衝擊最大，高雄就業衝擊以農礦業、批發及零售以及化學業影響最劇。

比較電價衝擊對6都實值產值、GDP以及就業影響最劇烈的產業，結果發現高雄化學業是全國實質產值衝擊最大之縣市及產業；臺北市的批發及零售業則是全國實值GDP衝擊最大之縣市產業；高雄農業則是就業衝擊最大之縣市產業。

## 5. 結 論

因應全球減碳需求增加，再生能源等低碳技術受到重視。為了達到減碳目標，我國除了透過政策宣示外，也設定2025年再生能源發電佔比達20%之願景。因此，本研究透過電力規劃模型，評估政府能源轉型政策對電力配比、發輸配電成本、電力排放係數、備用供電容量率之衝擊。另外，為了評估能源轉型政策對於我國整體及縣市產業可能產生之衝擊，本研究細緻全國投入產出表至縣市投入產出表，評估能源轉型政策對於縣市實質產值、GDP以及就業之影響。

首先，面對政府推動2025年能源轉型及非核家園政策推動，並輔以備用供電容量以及電力排放係數限制，本研究電力規劃模型結果顯示，政策情境下，我國未來供電穩定及排放目標皆能達成。供電穩定部分，因應政府要求我國備用供電容量應能提前至2019年達到法定合理備用容量率15%。在排放目標的部分，依據目前電業法第28條公告規定2020年電力排碳係數基準為0.492公斤/度，在本模型的規劃結果顯示在再生能源發展未受限制時目標可以達成。然而，為了達成上述目標，將使我國電價可能上漲約43%。



表6 電價上漲對6都實值產值之影響(本研究整理)

產業	產出變動比例					
	臺北	新北	桃園	臺中	臺南	高雄
農礦業	0.003	0.020	0.048	0.095	0.419	1.858
加工食品	0.135	0.148	0.267	0.242	0.419	0.390
飲料、菸草製造業	0.007	0.012	0.023	0.027	0.028	0.003
紡織業	0.283	0.492	0.446	0.140	0.340	0.067
皮革、毛皮及其製品	0.003	0.014	0.003	0.036	0.017	0.006
木材及其製品	0.003	0.006	0.008	0.023	0.005	0.019
紙漿、紙及紙製品	0.028	0.007	0.103	0.091	0.053	0.070
化學業	1.821	0.569	1.617	0.401	0.739	5.915
塑橡膠製品	0.124	0.367	0.216	0.262	0.175	0.135
非金屬礦物製品	0.066	0.044	0.043	0.511	0.136	0.060
基本金屬製造業	0.332	0.224	0.326	0.249	1.199	3.471
金屬製品	0.046	0.447	0.251	0.561	0.272	0.421
電子零組件	0.460	1.022	1.761	1.286	1.387	0.977
電腦電子及光學產品	0.460	0.919	0.943	0.134	0.055	0.020
電力設備	0.161	0.341	0.425	0.122	0.121	0.073
機械設備	0.137	0.363	0.385	1.033	0.219	0.230
汽車及其零件	0.027	0.069	0.568	0.092	0.167	0.035
其他運輸工具	0.005	0.031	0.062	0.247	0.058	0.199
家具	0.007	0.025	0.010	0.057	0.016	0.021
其他製品及機械修配	0.113	0.164	0.180	0.122	0.117	0.133
電力及燃氣供應業	1.074	0.790	1.455	0.798	1.477	0.562
用水供應	0.014	0.021	0.013	0.018	0.021	0.022
污染整治	0.056	0.032	0.039	0.018	0.029	0.124
營造工程	0.770	0.605	0.229	0.478	0.151	0.486
批發及零售	2.550	1.158	0.615	1.041	0.441	0.952
運輸倉儲	0.801	0.211	0.385	0.221	0.082	0.402
住宿及餐飲	0.380	0.196	0.156	0.257	0.132	0.239
傳播服務	0.204	0.054	0.011	0.025	0.012	0.015
電信服務	0.299	0.017	0.026	0.041	0.009	0.036
資訊服務	0.189	0.060	0.008	0.033	0.005	0.028
金融及保險	0.731	0.094	0.050	0.092	0.078	0.098
不動產及住宅服務	0.469	0.160	0.084	0.151	0.059	0.107
專業、科學及技術服務	0.815	0.239	0.075	0.172	0.073	0.123
支援服務	0.240	0.107	0.090	0.131	0.053	0.113
教育服務	0.219	0.091	0.105	0.303	0.066	0.152
醫療保健及社會工作服務	0.207	0.133	0.100	0.156	0.082	0.144
藝術、娛樂及休閒服務	0.071	0.036	0.032	0.044	0.021	0.038
其他服務	0.414	0.245	0.198	0.455	0.173	0.412

註：單位為百分比。

表7 電價上漲對6都實值GDP之影響(本研究整理)

產業	GDP變動比例					
	臺北	新北	桃園	臺中	臺南	高雄
農礦業	0.005	0.027	0.067	0.131	0.577	2.560
加工食品	0.056	0.063	0.108	0.103	0.205	0.166
飲料、菸草製造業	0.016	0.018	0.040	0.038	0.051	0.005
紡織業	0.159	0.359	0.299	0.105	0.219	0.047
皮革、毛皮及其製品	0.002	0.009	0.002	0.021	0.012	0.004
木材及其製品	0.002	0.005	0.006	0.016	0.004	0.015
紙漿、紙及紙製品	0.017	0.004	0.064	0.058	0.033	0.043
化學業	0.524	0.173	0.502	0.126	0.212	1.895
塑橡膠製品	0.076	0.240	0.143	0.177	0.115	0.090
非金屬礦物製品	0.078	0.046	0.046	0.339	0.118	0.062
基本金屬製造業	0.108	0.070	0.104	0.076	0.395	0.998
金屬製品	0.038	0.385	0.226	0.456	0.240	0.362
電子零組件	0.339	0.680	1.493	1.246	1.089	0.687
電腦、電子及光學產品	0.322	0.722	0.489	0.108	0.037	0.015
電力設備	0.103	0.210	0.249	0.070	0.082	0.046
機械設備	0.082	0.221	0.227	0.577	0.128	0.131
汽車及其零件	0.016	0.045	0.421	0.049	0.109	0.023
其他運輸工具	0.003	0.021	0.043	0.163	0.041	0.140
家具	0.006	0.017	0.006	0.031	0.010	0.012
其他製品及機械修配	0.105	0.147	0.169	0.108	0.109	0.122
電力及燃氣供應業	0.557	0.410	0.756	0.414	0.767	0.292
用水供應	0.023	0.033	0.021	0.028	0.034	0.036
污染整治	0.072	0.033	0.072	0.014	0.052	0.160
營造工程	0.632	0.482	0.200	0.372	0.130	0.405
批發及零售	5.388	2.494	1.335	2.211	0.964	2.050
運輸倉儲	0.941	0.232	0.409	0.233	0.088	0.437
住宿及餐飲	0.613	0.301	0.238	0.382	0.198	0.363
傳播服務	0.260	0.064	0.013	0.029	0.014	0.017
電信服務	0.543	0.028	0.045	0.061	0.017	0.056
資訊服務	0.360	0.115	0.015	0.062	0.010	0.052
金融及保險	1.426	0.227	0.122	0.223	0.171	0.255
不動產及住宅服務	1.201	0.385	0.175	0.350	0.107	0.245
專業、科學及技術服務	1.383	0.422	0.128	0.276	0.121	0.217
支援服務	0.540	0.212	0.178	0.255	0.105	0.223
教育服務	0.574	0.243	0.257	0.690	0.169	0.389
醫療保健及社會工作服務	0.399	0.245	0.187	0.289	0.155	0.269
藝術、娛樂及休閒服務	0.145	0.072	0.062	0.085	0.043	0.073
其他服務	0.968	0.591	0.447	0.935	0.385	0.887

註：單位為百分比。

表8 電價上漲對6都就業水準之影響(本研究整理)

產業	就業變動比例					
	臺北	新北	桃園	臺中	臺南	高雄
農礦業	0.011	0.068	0.166	0.327	1.438	6.378
加工食品	0.089	0.098	0.176	0.160	0.277	0.257
飲料、菸草製造業	0.002	0.004	0.009	0.010	0.010	0.001
紡織業	0.185	0.534	0.340	0.162	0.259	0.069
皮革、毛皮及其製品	0.010	0.042	0.010	0.110	0.053	0.018
木材及其製品	0.006	0.013	0.017	0.051	0.011	0.042
紙漿、紙及紙製品	0.020	0.005	0.075	0.067	0.039	0.051
化學業	0.376	0.117	0.334	0.083	0.153	1.221
塑橡膠製品	0.093	0.275	0.162	0.197	0.131	0.101
非金屬礦物製品	0.028	0.019	0.018	0.218	0.058	0.026
基本金屬製造業	0.034	0.023	0.033	0.025	0.122	0.352
金屬製品	0.063	0.604	0.339	0.759	0.367	0.568
電子零組件	0.208	0.461	0.794	0.580	0.626	0.441
電腦、電子及光學產品	0.402	0.804	0.824	0.117	0.048	0.018
電力設備	0.106	0.225	0.280	0.081	0.079	0.048
機械設備	0.126	0.334	0.354	0.950	0.201	0.212
汽車及其零件	0.015	0.040	0.326	0.053	0.096	0.020
其他運輸工具	0.003	0.018	0.035	0.141	0.034	0.114
家具	0.015	0.050	0.019	0.114	0.031	0.043
其他製品及機械修配	0.065	0.094	0.103	0.070	0.067	0.076
電力及燃氣供應業	0.149	0.110	0.202	0.111	0.205	0.078
用水供應	0.001	0.002	0.001	0.002	0.002	0.002
污染整治	0.005	0.003	0.004	0.002	0.003	0.011
營造工程	1.465	1.152	0.436	0.910	0.288	0.924
批發及零售	3.424	1.555	0.826	1.398	0.592	1.279
運輸倉儲	0.640	0.168	0.307	0.177	0.066	0.321
住宿及餐飲	1.181	0.610	0.484	0.797	0.409	0.744
傳播服務	0.163	0.043	0.008	0.020	0.009	0.012
電信服務	0.239	0.014	0.021	0.033	0.007	0.029
資訊服務	0.151	0.048	0.007	0.026	0.004	0.022
金融及保險	0.719	0.093	0.049	0.090	0.077	0.096
不動產及住宅服務	0.078	0.027	0.014	0.025	0.010	0.018
專業、科學及技術服務	0.887	0.260	0.082	0.187	0.079	0.134
支援服務	0.572	0.255	0.214	0.311	0.126	0.268
教育服務	0.482	0.200	0.230	0.667	0.145	0.335
醫療保健及社會工作服務	0.372	0.238	0.180	0.281	0.148	0.258
藝術、娛樂及休閒服務	0.239	0.121	0.107	0.148	0.072	0.130
其他服務	0.987	0.584	0.471	1.083	0.411	0.983

註：單位為百分比。



再者，本研究透過國家及縣市角度評估電價上漲對產業與就業之影響。以國家觀點而論，政策情境電價上漲促使我國整體產值與GDP減少1.83%，就業人口將減少約24萬人左右。就我國整體農業、工業與服務業之衝擊而論，工業的影響最為嚴重(減少521,591百萬元)，特別是化學業(減少120,044百萬元)及電子零組件(減少99,542百萬元)；服務業(減少190,707百萬元)以批發及零售業(減少67,583百萬元)衝擊最大。就全國各區域的衝擊程度來評估，北部及南部是衝擊最大的地區，約佔總衝擊程度約45與30%左右，中部縣市衝擊佔比約為23%。

從縣市角度觀察電價上漲造成之衝擊程度，其中六都所遭受之衝擊為最為嚴重，高雄市為衝擊最大的城市(最嚴重為化學業)，其次為臺北市(最嚴重為批發及零售業)、桃園市(最嚴重為電子零組件業)、臺中市(最嚴重為電子零組件業)、新北市(最嚴重為批發及零售業)以及臺南市(最嚴重為電力與燃氣供應業)。特別的是北部與南部受衝擊的部門類別差異大，主要仍是產業結構差異所致。

綜上而論，再生能源發展有助於我國達成供電穩定以及碳排放之要求，但電價上漲所造成之衝擊對全國以及各縣市的衝擊程度將有所差異，政府與各縣市必須及早完成評估並研擬相關節電政策來因應。目前能源局已全面針對節電提出兩大類加強做法，包括設備效率管理以及用電行為管理。建議各縣市需優先視自身衝擊最大之產業及早規劃。以衝擊最大之高雄化學業為例，地方政府須及早研擬節能措施，透過源頭管理、加速汰換設備、用電行為管制或節能輔助等措施來抑低電力需求，減少對電力之依賴。另外，本研究並未考慮未來發展再生能源機組所產生之投資效益，各縣市也可思考投入再生能源設備生產，透過產業連動效果抵銷電價上漲所帶來的衝擊效果，但再生能源設備的國內自給率將是影響關鍵因素。

本研究所採用之100年投入產出表為行政

院主計處公布之最新表格，不可避免在數據品質可能與目前經濟環境有所差別，為本研究之限制。然而，在可能產生之產業結構改變議題，根據經建會(2005)的研究，結構變遷需經過長期間逐漸調整來完成，因此本研究建立在以投入產出模型與電力規劃為基礎的長期分析為國發會用以擬定政策之工具(例如林芳一與劉筱慧(2002))。

## 參考文獻

- 工研院，2016。臺灣2050能源供需情境模擬器。
- 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。
- 台灣電力公司，2016。太陽光電發電量及平均單位裝置容量每日發電量統計表。
- 台灣電力公司，2017a。105年統計年報。
- 台灣電力公司，2017b。105年成本分析表。
- 台灣電力公司，2017c。106年長期電源開發方案(10605案)。
- 左峻德，2013。我國減碳目標下之市場機制政策與配套措施設計及評估。計畫編號：1022001INER043
- 吳再益、張伯豪與林唐裕，2005。台電公司各類用電成本分配與電價研析研究計畫。
- 吳秉叡，2009。國際農產與原油價格上漲對臺灣經濟影響之探討，臺灣銀行季刊第六十卷第三期，頁171-190。
- 李高朝，2005。實用產業關聯分析精義。行政院經濟建設委員會。
- 林芳一與劉筱慧，2002。民國100年臺灣產業發展願景，經濟研究，頁161-181。
- 林素貞，1999。環境、能源與產業經濟之關聯效應及發展策略。計畫編號：NSC-88-EPA-Z-006-016。
- 林婷婷與楊晴雯，2016。綠色能源發展策略之效益評估。網址：<http://www.tri.org.tw/>

- [research/impdf/1050125\\_4.pdf](https://research.impdf/1050125_4.pdf).
- 柯鄺、王鈺惠、賴正文與陳家榮，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。
- 洪紹平與張四立，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。
- 核能研究所，2014。核四封存對我國總體經濟的衝擊分析-技術經濟與投入產出分析運用，電業自由化、價格機制策略與社會溝通研討會論文。
- 核能研究所，2018。近年我國民眾電力選擇傾向改變，核能研究所。
- 張哲維、游政哲、陳冠堯與楊晴雯，2016。能源環境稅對總體經濟與電力需求之影響。臺灣能源期刊，第三卷，第二期。
- 張耀仁、蕭子訓、胡瑋元與張嘉諱，2017。非核家園與再生能源政策對我國電力結構之影響，臺灣能源期刊，4(2)，131-144。
- 張四立，2008。我國電力價格政策，因應國際能源價格飆漲之台灣能源價格政策座談會。
- 梁啟源，2008。能源價格波動對國內物價與經濟活動的影響。計畫編號：PG906-0102。
- 陳嘉茹、池惠婷、柳淑芬、陳澤榮、張峻菁、劉名寰與蕭筑云，2016。2016臺灣產業群聚發展地圖。IEK產業經濟與趨勢研究中心。
- 楊達鑫，2012。國內油電價格調漲對物價影響之模擬評估。經濟研究，第13期，頁163-182。
- 經建會，2005。臺灣中期經濟成長、結構轉型與資源耗用-多部門總體計量模型之應用。
- 經濟部能源局，2016。中華民國105年能源統計手冊。
- 經濟部能源局，2017。臺灣再生能源發展布局與目標。
- 經濟部能源局，2018。我國節電推動進展與未來規劃。
- 廖述誼、陳盛通、郭曉怡、陳吉仲與蔡燕宗，2010。評估實施碳稅對國內電力部門之影響，農業與經濟，44，39-71。
- 蘇恩沁，2017。擴大再生能源發展策略規劃暨其對總體經濟之效益分析。
- Chen, C.Y. and R.H. Wu, 1994. "Sources of Change in Industrial Electricity Use in the Taiwan Economy, 1976-1986," *Energy Economics*, Vol. 16, No. 2, pp. 115-20.
- Chen, H., L. Wang, W. Chen, Y. Luo, Y. Wang & S. Zhou, 2018. The global impacts of US climate policy: A model simulation using GCAM-TU and MAGICC. *Climate Policy*, 18(7), 852-862.
- Dantzig, G., 1976. "On the Reduction of an Integrated Energy and Interindustry Model to a Small Linear Program," *The Review of Economics and Statistics*, 58(2), p.p. 248-250.
- EIA, 2007. *Impacts of a 15-Percent Renewable Portfolio Standard*. Washington, DC 20585.
- Galik, C.S., J.F. DeCarolis & H. Fell, 2017. Evaluating the US mid-century strategy for deep decarbonization amidst early century uncertainty. *Climate Policy*, 17(8), 1046-1056.
- Geem, Z.W. and J.H. Kim, 2016. Optimal Energy Mix with Renewable Portfolio Standards in Korea. *Sustainability*, 8, 423, 1-14.
- Han, S.Y., S.Y. Yoo and S.J. Kwak, 2004. The role of the four electric power sectors in the Korean national economy: an input-output analysis *Energy Policy*, 32, 1531-1543.
- IEA, 2013. *Technology Roadmap-Carbon Capture and Storage*, OECD/IEA, Paris, France.
- International Energy Agency, 2017. *World energy outlook*.
- IPCC, 2018. *Global warming of 1.5°C*. Printed October 2018 by the IPCC, Switzerland. ISBN 978-92-9169-151-7.

- Jotzo, F., J. Depledge and H. Winkler, 2018. US and international climate policy under President Trump, *Climate Policy*, 18: 7, 813-817.
- Lee, G.K., L.B. Leroy and R.B. Walter, 1977. Effects of Exogenous Price Changes on a Regional Economy: An Input-Output Analysis. *International Regional Science Review*, 2, 15-27.
- Leung, P.L. and J.Y. Hsu, 1984. "An Integrated Energy Planning Model for Hawaii," *Energy Economics*, 6(2): 117-121.
- Logan, J., P. Sullivan, W. Short, L. Bird, T.L. James and M.R. Shah, 2009. Evaluating a Proposed 20% National Renewable Portfolio Standard. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. TP-6A2-45161.
- Martus, E., 2018. Russian industry responses to climate change: The case of the metals and mining sector. *Climate Policy*, 1-13.
- Pickering, J., J.S. McGee, T. Stephens & S.I. Karlsson Vinkhuyzen, 2018. The impact of the US retreat from the Paris Agreement: Kyoto revisited? *Climate Policy*, 18(7), 818-827.
- REN21, 2018. Renewables Global Status report.
- Vogestad, K.O., 2009. Input-Output Analysis and Linear Programming, in Suh, Sangwon (ed.), *Handbook of Input-Output Economics in Industrial Ecology*, Springer, Dordrecht.
- Wang, T.F. and R. Miller, 1995. The economic impact of a transportation bottleneck: an integrated input-output and linear programming approach, *International Journal of Systems Science*, 26(9), p.p. 1617-1632.
- White House, 2017. Statement by President Trump on the Paris Climate Accord. United States government. Retrieved from <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/06/01/statement-president-trump-parisclimate-Accord>.



# The Impacts of Energy Transition on Domestic Electricity Price and County/Industrial Sectors in Taiwan

Chin-Ho Cho<sup>1\*</sup> Hao-Yen Yang<sup>2</sup> Jong-Shun Chen<sup>3</sup>  
Yao-Jen Chang<sup>4</sup> Shau-Pin Hung<sup>5</sup>

## ABSTRACT

To reduce carbon dioxide emission, the government set a goal that energy production from renewables shall reach 20% in 2025. Therefore, this paper applies a power planning model to examine the effects of Energy Transition policy on generation mix, costs of power supply, carbon emission factor and reserve margin in 2025. In addition, to investigate the impacts of the said policy on the production value of city/county, GDP and employment, we construct inter-county input-output table aiming at 38 industrial sectors by applying Taiwan input-output table. Model results indicates that the appropriate level of electricity reserve capacity and electricity carbon emission factor will be met. Nevertheless, generation cost may increase by 39% by 2025. Empirical results of inter-county input-output model also indicates that the impacts on county/city in order are as follows: Kaohsiung (Chemical Industry), Taipei (Wholesale and Retail Trade), Taoyuan (Electronic Components), Taichung (Wholesale and Retail Trade), New Taipei (Wholesale and Retail Trade), Tainan (Electricity and Gas Supply). Due to geography industrial structure difference, the impacts between the north and the south Taiwan are also different.

**Keywords:** Renewable energy, Inter-counties input-output analysis, Power planning model, Electricity act, Power portfolio.

---

<sup>1</sup> Planner, Electricity Economics & Social Research Office, Taiwan Power Research Institute, Taiwan Power Company.

<sup>2</sup> Professor, Department and Graduate Institute of Finance, National Taipei University of Business.

<sup>3</sup> Assistant Researcher, Chung-Hua Institution for Economic Research.

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

<sup>5</sup> Director, Taiwan Power Research Institute, TPC.

\*Corresponding Author, Phone: +886-2-2360-1267, E-mail: [u621502@taipower.com.tw](mailto:u621502@taipower.com.tw)

Received Date: August 15, 2018

Revised Date: November 19, 2018

Accepted Date: November 26, 2018