

電廠碳排放標準對我國電力業之成本與碳排放衝擊評析

劉哲良（中華經濟研究院綠色經濟研究中心 助研究員）

王鈺惠（台灣綜合研究院 高級助理研究員）

陳家榮（國立成功大學資源工程學系 教授）

文章資訊

文章類型：專論
接受日期：2015.03.07
關鍵詞：

- 電廠碳排放標準
- 發電成本衝擊
- 電力部門分析模型

內文摘要 (Abstract)

本文之主旨在於使用電力部門分析模式、針對電廠碳排放標準規劃方案進行成本及碳排放衝擊評析；並透過成本模擬結果及環境減量成效之比較，釐清此一管制工具所可能帶來的利弊效果。根據模擬結果，新設電廠碳排放標準之實施，其減量及成本衝擊變化主要受到碳捕集及封存技術是否得以順利商轉之影響。惟因新設機組在模擬期間占供電比例不高，因此無論是減量成效或是成本衝擊皆不特別顯著。另一方面，針對既存電廠進行碳排放標準之管制時，其碳排放減量效果十分顯著，且只要標準值設計得當，無論碳捕集及封存技術是否成熟，並不會影響排放標準所帶來的減量效果，但發電成本將因是否採用此技術而有所不同。由發電成本衝擊面向來說，碳捕集及封存技術若得以順利商轉，由於預期其發電成本低於複循環機組，因此將降低既存電廠排放標準所帶來之成本衝擊。

壹、前言

全球暖化及氣候變遷預期所帶來的衝擊，已被證明為當前人類所遭遇的重大環境挑戰之一（Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014），為了降低氣候變遷對人類所帶來的傷害、並同時從源頭逐步解決此一影響涵蓋全球的環境問題，世界各國皆開始於重要政策中將氣候風險的應對及管理納入考量，更積極地透過跨國談判協商，期望藉此訂定各國之排放及減量目標，避免氣候變遷的情況更加惡化，以減少氣候變遷於世界各地所預期帶來的損害。

在臺灣，「節能減碳」是政府所正式宣告的主要政策方向之一。為了讓相關行動得以落實，政府更於2008年通過了《永續能源政策綱領》（行政院經濟部，2008），強調同時兼顧「能源安全」、「經濟發展」、「環境保護」三者的永續能源發展政策方針，亦明訂了臺灣整體的溫室氣體減量目標。根據《永續能源政策綱領》所宣示的目標，臺灣預定於2020年時，將整體溫室氣體總排放量降低至2005年的排放水準（257百萬公噸）；而在2030年時，更預定將總排放量降低至2000年的排放水準（214百萬公噸）。為了確實達成所宣示的減量目標，主管機關於2010年核定了《國家節能減碳總計畫》（行政院節能減碳推動會，2010），並透過各部會所提出之可行減量手段及減量成效預估值，彙整為臺灣「溫室氣體適當減緩行動」（Nationally Appropriate Mitigation Action, NAMAs）。然根據初步的彙整估算結果，無論於2020年或是2025年，預期都存在減量缺口（行政院環境保護署，2010），找尋更多管道來實現政策之減量目標，將有其必要性。

溫室氣體排放減量目標的達成，必須仰賴多種減量手段的相互配合。例如在供給面向上透過提高低碳能源（例如天然氣、可再生能源、核能發電）之發電佔比以減少用電時的排碳

量；或由需求面向來提升能源使用效率及降低能源需求等，皆是目前實務上常使用的減量手段。然而，無論從那一個面向著手，這些減量行動通常不會自動實現，必須仰賴政策管制機制之設計，以促使執行上述工作。

目前實務上常用的溫室氣體管制策略手段，有一部分乃是著重於以經濟誘因做為設計基礎的政策工具；這些工具包含如排放交易制度（emission trading system）、碳稅（carbon tax）、能源稅（energy tax）等。另一部分的政策工具則是以法規命令為基礎，透過直接的行政規範來確保減量行動的實現。然而，無論是採用那一種管制策略，充足的法規架構乃是策略推動的必要依據。以臺灣現況而言，原本期望做為溫室氣體管制工作推動依據的根本法源—《溫室氣體減量法（草案）》（以下簡稱《溫減法》）多年遲遲無法正式立法通過，致使立基於《溫減法》架構下的各種政策工具因缺乏依據而無法使用。為克服此困境，台灣遂參考面臨類同障礙的美國做法，於2012年將二氧化碳公告為空氣污染物，使包含二氧化碳的六種溫室氣體（其餘為：甲烷、氧化亞氮、氫氟碳化物、六氟化硫、全氟化碳）納入《空氣污染防制法》（以下簡稱《空污法》）的規範範圍。換言之，自2012年後，《空污法》架構中所包含的各項政策工具，例如空氣污染防制費、總量管制及排放交易、排放標準等工具，即可應用於溫室氣體管制之上。

在上述的背景基礎之上，行政院環境保護署參考美國政策規劃進程，於2013年起即開始針對「新設立電廠」（new power plants）進行碳排放標準方案之規劃研擬；而在2014年，則是進一步將「既存電廠」（existing power plants）納入研擬範疇，以期透過發電業之碳排管理，有效降低臺灣溫室氣體的排放總量。電廠碳排放標準此一工具之使用雖然預期能夠帶來溫室氣體減量成效，然而在有限的發電選項之下，發電業的成本衝擊將是預期中的政策代價。有鑑於此，本文之主旨即在於使用電力部門分析模式、針對電廠碳排放標準規劃方案進行成本衝擊評析，並透過成本模擬結果及減量成效之比較，釐清此一管制工具所可能帶來的利弊效果，以提供主管機關做為決策參考。

貳、電廠碳排放標準之發展現況

一、國際發展經驗

目前在國際上，規劃採用（或已使用）電廠碳排放標準的國家包含美國、加拿大、英國與澳洲等國。其中加拿大的排放標準規範對象為新規範設立、裝置容量達10MW以上、或延長商轉的燃煤電廠，排放標準限值为0.42噸二氧化碳/MWh，目前已為正式規範（預定2015年7月正式實施）。而英國針對新設電廠所設立的排放標準規範對象為裝置容量達50MW以上之新設立電廠，其排放標準限值設定為0.45噸二氧化碳/MWh，目前仍處於提案階段。澳洲亦針對境內的新設電廠進行碳排放標準之提案。提案內容以燃煤火力發電最佳可行技術為基礎，所設立的排放標準限值則為0.86噸二氧化碳當量/MWh，目前亦仍處提案階段。

上述各國主要是針對新設立的電廠實施排放標準管制，而美國在此方面展現較積極的態度，除了於2012年啟動對於新設電廠進行碳排放標準的規範外，亦於2014年著手針對既存電廠進行碳排放標準的規劃。其中在新設電廠的規劃方面，碳排放標準（2012年第一版）規範對象為裝置容量25MW以上之新設立電廠，排放標準限值定為0.454 噸二氧化碳/MWh；而根據2013年9月公布的最新草案版本（參考第一版的公眾意見後的修正版本），則是依技術別—亦即「燃氣電廠」及「燃煤電廠」分別訂定其排標準，對於大型的新設燃氣電廠，其規範值為0.454噸二氧化碳/MWh，而燃煤電廠可採用平均標準值0.5噸二氧化碳/MWh、配合一年一次的頻率做為檢核基礎；或是採用0.454~0.447二氧化碳/MWh的較嚴格標準，但可採7年運轉

的平均值做為檢核依據。在2014年，美國更進一步提出對於既存電廠實施碳排放標準的做法規劃。不同於新設電廠排放標準的設定邏輯，美國採用類同污染泡（bubble policy）的概念，依州別訂定各自適用的碳排放標準值。在州內的各發電單位可相互協調支援，只須以州為單位達成排放標準目標，並不針對各電廠進行獨立管制。在各州目標值的訂定上，由美國環境保護署（U.S. EPA）綜合考量各州四個策略組合元素（building blocks）—包含「老舊電廠效率提昇」、「增加天然氣發電」、「發展再生能源」及「提昇電力需求端之能源效率」等項目之減量潛力來訂定，具備因應各州環境條件不同而進行調整的彈性。

二、臺灣規劃現況

在臺灣方面，行政院環境保護署2014年曾依循美國的排放訂定邏輯、配合我國電力業的排放資料，試算了一個新設電廠的排放標準草案。該草案配合減量技術成熟度考量，規劃在重點減量技術—碳捕集及封存技術（carbon capture and storage, CCS）成熟前，針對燃氣及燃煤分別設定不同的標準值，分別為燃氣機組：0.410噸CO_{2e}/MWh、而新設的燃煤電廠排放標準：0.862噸CO_{2e}/MWh。然若CCS可順利商轉後，則燃氣機組標準維持一致，但燃煤電廠標準降低為0.440噸CO_{2e}/MWh。

在既存電廠的標準擬定上，美國的做法乃是依據不同州別、配合其環境條件及減量可能潛力給予各別之排放標準目標。目前我國主管機關針對既存電廠之排放標準做法仍在研議階段，尚無具體的規劃方案。因此，本研究選擇自建情境來模擬就既存電廠進行管制所可能產生的衝擊。首先在範疇的界定上，在我國的現況之下，要針對各行政區域進行類似美國的劃分並不可行，合理的方式是將台灣整體視為一個受管制範疇，以此做為排放標準規範之對象。其次，在排放標準值之設定上，本研究以現況下之最佳可行技術所對應的排放強度值做為基準，以每降低5%排放強度的方式，模擬不同排放標準值下所對應的發電成本衝擊及溫室氣體減量成效。

參、衝擊模擬評估方法

在電力部門技術組合與電源開發規劃的研究中，國外相關文獻豐富，方法包含最適控制、線性規劃、投資理論等。如Graham and Williams（2003）利用最適模型（Optimization Model）探討澳洲溫室氣體減量目標下未來二十年的最適發電技術組合，並進行技術改變、資源稀缺、是否具有規模經濟等項目進行敏感度分析。Awerbuch and Berger（2003）則應用投資理論中的平均數—變異數模型，考量三種不確定性（燃料價格波動、營運操作成本變動、電廠營運前置時期風險）之下，探討歐盟的最適發電組合。Kumbaroglu等人（2004）則整合學習曲線與實質選擇權理論至動態規劃模型中，評估土耳其電力部門的最適投資組合，Rao等人（2006）利用能源供給系統替代方案與其一般化環境影響模型（Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts, MESSAGE）刻劃能源供應鏈之供給與需求，在考量能源技術內生化與外溢效果之下，模擬全球二氧化碳管制對能源技術組合之影響。

相較於國外文獻，台灣於電力供給模擬模式的研究則相對較為稀少，大致可分為電力部門多目標決策模型、考量經濟與環境因素後的多目標決策模型及線性規劃法。在此方面的研究上，賴正文（1999）曾利用多目標規劃方法建立總合電力供給規劃模擬模型（Simulation Model for Aggregate Generation Expansion Planning, SMAGE），以總成本極小與二氧化碳排放極小為目標式，分析最適電力供給配置。王京明與郭瑋婷（2001）以數學規劃原理建立電力

部門模型，模擬二氧化碳減量政策、包含碳稅、空污費及提高天然氣發電配比對電力部門之衝擊影響。蕭雯倩（2010）以SMAGE模型為基礎，探討在不同的減量政策情境（提升發電機組效率、提升天然氣用量等）之下，電力供給技術組合的調整對於電力部門之總成本與二氧化碳排放量之變化。

在電力部門的分析外，張四立（2008）以產業關聯分析配合多目標規劃法，分析在經濟發展極大化、能源消費量極小化、電力發電成本極小化與二氧化碳排放目標極小化等四項目標之下，受限於發電機組的設備相關限制，電力部門各項機組相應的最適發電量；潘柔雅（2009）根據張四立（2008）研究成果加以延伸，分析電力部門因應二氧化碳減量之新增機組決策。除此之外，洪紹平等人（2008）運用混合整數線性規劃法建置電源開發長期規劃模型，以總成本最小化為目標函數，並輔以機組燃料占比、二氧化碳排放量、發電機組特性與政策等考量因素，分析未來二十年內，不同情境之電力部門發電技術組合。王鈺惠（2011）採用SMAGE模型，以發電成本極小化與二氧化碳排放極小化為雙重目標，建構電力供給調度模型，模擬台灣溫室氣體減量政策在未來目標年對於電力調度所產生的影響。

欲針對電廠排放標準管制策略對電力部門的衝擊影響進行評估，首先須建立電力部門的供給與需求系統，再釐清管制策略對於未來電力部門的技術組合與電源供給之影響路徑，以模擬對於電力部門可能造成的衝擊影響。換言之，一個能夠刻劃電力部門細部配置的模擬模式，乃是適於本文研究主題的方法。依此，本文採用能夠將新減碳技術發電機組之相關限制納入考量的第二代SMAGE模型（以下簡稱SMAGE-II模型），在目標為發電總成本極小，配合各項發電機組相關限制與政策情境之設定求取最佳解；透過比較基準情境與各項方案情境之最佳發電技術組合、發電總成本、二氧化碳排放量等差異，模擬臺灣碳排放標準規劃方案的溫室氣體減量成效及對發電部門之成本影響。

一、SMAGE II 模型簡介

在本文中，SMAGE-II模型除了以發電總成本極小做為求解目標外，另設有七大限制式：

（一）電力負載均衡及發電機組發電量限制、（二）機組運轉限制、（三）火力機組最低發電容量限制、（四）天然氣供應量限制、（五）非調度性發電量限制、（六）年機組裝置容量關聯性限制、（七）非負限制。模型結構呈現如圖1。模型各結構要素則簡要說明如下。

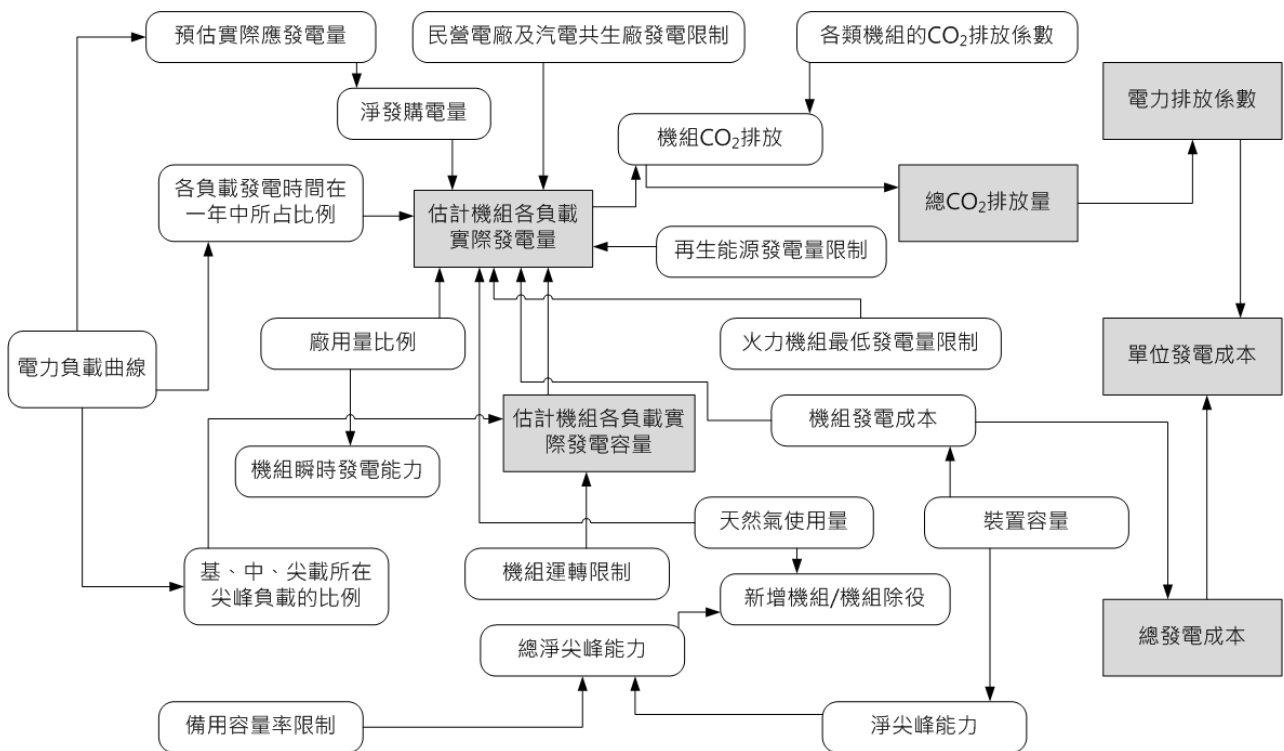
目標函數（一）：機組發電總成本極小化

在滿足電力負載前提下，發電機組供給調度多以機組總發電成本為主要考量因素。發電成本可區分為機組裝置容量之固定成本與因發電而投入之燃料變動成本，並考量在特定政策情境下，機組可能有提前除役之調整，而將未攤提完之固定成本加計於機組成本中。目標函數可拆分三項，第一項為各機組的變動成本，第二項為各機組的年均化固定成本，第三項則為各機組提前除役情形下，將尚未攤提完全的剩餘年均化固定成本。

限制式（一）電力負載均衡及發電機組發電量限制

電力供應的主要目的為滿足各時段的電力需求，然而，在電力目前仍無法大規模儲存，且即發即用的特性之下，如何使發電配置達到不浪費電力並避免缺電危機的發生，將是重要的課題。一般而言，電力瞬時供給須滿足尖峰負載需求與一定的備用容量，而全年的發電總量加總後，扣除線損的損失電量須和用電需求相等。由於SMAGE-II為電力供給規劃模型，因

此關於需求面資料的參數，主要引自台灣電力公司各期的負載預測案與電源開發方案，備用容量率則以台灣本島備用容量率至少12%以上為外生參數。



資料來源：本研究繪製，其中圖灰底部分為模型產出決策變數。

圖 1 SMAGE-II 模型架構圖

限制式 (二) 機組運轉限制

電力公司將機組依特性分為「基載機組」、「中載機組」、「尖載機組」，由於基本負載需全年不受季節因素等影響而供應基本電力需求，因此基載機組多為初期固定投資成本高、燃料成本低、可長時間穩定運轉的發電機組，以核能機組與燃煤機組為代表。尖載機組主要供應電力尖峰需求，因此多為初期固定投資成本低、燃料成本與運轉成本高、啟動與停機迅速的發電機組，以氣渦輪機組與抽蓄水力為代表。中載機組供應系統中間負載，多選擇可於離峰期間降載或停機，於電力系統提升負載時，有連續運轉及應載能力的機組，以燃油與燃氣機組為主。

限制式 (三) 火力機組最低發電限制

利用此限制式確保機組於運作中的合理使用量。若機組處於檢修期間，其發電容量則為零，否則其發電容量必須大於此機組設定之最低發電容量。

限制式（四）天然氣使用量限制

天然氣使用多分散於各天然氣廠使用，較不易出現僅集中於某些電廠發電的情形，因此本研究利用台電統計年報中2003年至2010年各天然氣電廠天然氣使用量與裝置容量，換算各電廠單位裝置容量的平均天然氣使用比例，針對各天然氣電廠的天然氣最低使用量設限，最後計算出以800萬噸做為最低使用量。

限制式（五）非調度性發電量限制

本限制式反映非台電調度性機組之合理發電量，包含再生能源、民營電廠及汽電共生廠。再生能源因受限於天氣、降雨量等因素，在儲能技術尚未完全大規模發展之下，機組尚無法進行人為調動，民營電廠與汽電共生則因有購電合約，因此亦無法進行人為調動。本研究參考主管機關未來再生能源裝置容量與汽電共生裝置容量目標值，設定發電量將隨裝置容量變化。

限制式（六）年機組裝置容量關聯性限制

此限制式乃為避免新增機組於次年除役之不合理現象發生。

限制式（七）非負限制

因電力具有即發即用之特性，因此本研究各階段發電容量與發電量等決策變數皆設定為非負數。

在模型的模擬運作機理上，主要是在追求發電成本極小化、及上述七大條件限制之下，求取滿足未來發電需求下的機組配置及負載規劃。於此同時，SMAGE II 模型能夠估算出各情境下的發電成本變化，以及對應的溫室氣體排放總量。

二、模擬情境設定

本研究包含對於新設電廠及暨存電廠排放標準之衝擊模擬，以下分別簡要說明基準情境及政策模擬情境。

基準情境：包含以下要點

- (1) 以目前已知之新能源政策各項內容做為基準情境要項；
- (2) 未來電力需求資料採用能源局2014年9月之長期電力需求預測結果（經濟部，2015）；
- (3) 再生能源規劃根據能源局2014年9月發佈之我國再生能源發展目標（經濟部，2015）；
- (4) 天然氣使用量以目前使用量每年800萬公噸為下限；

- (5) 未來機組裝置容量規劃按照第10302台電電源開發方案摘要表做為增減之參考依據（台灣電力公司，2014）；
- (6) 核四封存、核一、二、三延役；¹
- (7) 考量運輸港口設備限制，設定天然氣上限。

政策情境 A：新設電廠排放標準規劃案

- (1) 在基準情境之上，加入新設電廠排放標準規劃方案之管制考量；
- (2) 在CCS技術商轉設定上設立二種可能情況，第一是能夠如期商轉，其次則是無法如期商轉。當CCS無法商轉時，電力業者得以新增的機組惟有超臨界燃煤機組（以下簡稱USC）及複循環二種技術可以選擇；當CCS得以商轉時，在規劃草案的規範下，燃煤機組必須加裝CCS方能滿足排放標準，因此業者可選擇的技術為超臨界機組+CCS（以下簡稱USC+CCS）以及複循環二種。此外，在CCS捕集率的假設上，主要是參採美國的設定，以50%捕集率做為模擬參數。

政策情境 B：新設+既存電廠排放標準草擬案

- (1) 在基準情境上，以現況下最佳可行技術所對應的排放強度值做為基準，以每降低5%強度做為間隔進行衝擊模擬，模擬低界值設於基準值再降20%，因低於此值已幾乎不具備技術可行性；
- (2) 同時考量新設電廠標準之管制，亦即在模擬區間中，若有新設立電廠，則在建置時須滿足新設電廠標準；而在運轉後，則在後續年份成為基準情境之一部分。
- (3) 開放機組因經濟因素提前除役，並將備用容量率上限定為17%，以避免機組閒置之情況。

三、研究限制²

本文所採用的模擬模式（SMAGE II），本質上為供給面向的單次求極值解模型。也因此，模型解僅考量電力供給面向的有限技術選項、並以既定的政策路徑（既定的電源開發規劃、未來電力需求預測）做為求解條件。在此前提下，一旦這些路徑或求解條件有所改變，則求解結果也必須隨之調整。其次，此模型為單次的求解模式，在本研究中並未考量求解後的動態反饋機制，此亦為本研模式的限制之處。

肆、碳排放標準溫室氣體減量成效及成本衝擊評析

一、新設電廠碳排放標準之衝擊模擬評析

表1及表2呈現新設電廠實施後、分別於2025年及2030年電力部門可能產生的成本衝擊及減量成效。由模擬結果可得知，當CCS無法如期商轉時，新設電廠所適用的碳排放標準值並不會對電力部門產生任何衝擊，但同時溫室氣體之排放量亦和基準情境相同。產生此結果的

¹ 目前官方正式的立場仍為支持核四商轉，惟本研究考量當前整體情勢，認為核四封存、核一、二、三延役為目前最可能、且可行之技術選項，因此本研究以此做為模擬情境。

² 此處以匿名審查人所提出的內容進行修改而成，在此特別感謝匿名審查人給予說明研究限制之寶貴建議。

理由，主要是因為目前對於新設電廠之排放標準值高於目前新購之燃氣及燃煤機組排放強度；亦即，只要廠商添購新的機組，其排放強度將自動符合標準值。惟一會對發電成本產生衝擊的變數，在於CCS是否商轉。總而言之，在CCS可運轉之前提下，燃煤電廠均須加裝CCS設備。為達電力需求目標，則機組配置及發電成本將有所變化。

表 1 新設電廠碳排放標準 2025 年衝擊模擬結果摘要

新設電廠標準		BAU	CCS無法商轉	CCS可商轉
新增機組配置	組	USC: 2組 複循環: 5組	同BAU	USC+CCS: 1組 複循環: 6組
單位發電成本	\$元/度	2.57	2.57	2.59
單位發電成本變動率	%	--	0	0.8%
總發電成本	\$億元	6,720	6,720	6,775
總發電成本變動率	%	--	0%	0.8%
總溫室氣體排放量	噸CO ₂ e	100,197,313	100,197,313	99,186,875
溫室氣體減量成效	噸CO ₂ e	--	0	1,010,438
溫室氣體排放變動率	%	--	0%	-1%
溫室氣體排放係數	噸CO ₂ /度	0.4891	0.4891	0.4844
捕集量	噸CO ₂ e	--	--	3,466,633

首先，在新增機組之配置上，BAU情下2021年新增4部複循環機組，使備用容量率提升至13.2%，之後隨既有機組陸續除役，至2015年已新增5部複循環機組、2部USC機組，備用容量率為12.6%；至119年已新增9部複循環機組、6部USC機組，備用容量率為13.1%。若CCS於2014年可開始商轉，則於2025年將新增6部複循環機組與1部USC+CCS機組，備用容量率為13.6%；至119年已新增10部複循環機組、6部USC機組，備用容量率為13.5%。

為何在面對同樣的電力需求下，新增機組數量卻會有所不同？USC以及USC+CCS機組雖然裝置容量同為1,000MW，但是因為USC+CCS必須負擔其捕捉設備用電，其淨尖峰容量為823.5MW，而USC機組為940MW，使得兩情境之備用容量率出現差異，以2030年為例，新設標準新增的為淨尖峰能力較低的USC+CCS機組，故必須多新增一部機組；而在機組的選擇上以成本低者為考量，因此選擇新增循環機組。

表 2 新設電廠碳排放標準 2030 年衝擊模擬結果摘要

新設電廠標準		BAU	CCS無法商轉	CCS可商轉
新增機組配置	組	USC: 6組 複循環: 9組	同BAU	USC+CCS: 6組 複循環: 10組
單位發電成本	\$元/度	2.76	2.76	2.87
單位發電成本變動率	%	--	0	4.0%
總發電成本	\$億元	7,596	7,596	7,895
總發電成本變動率	%	--	0%	3.93%
總溫室氣體排放量	噸CO ₂ e	98,582,101	98,582,101	95,401,902
溫室氣體減量成效	噸CO ₂ e	--	0%	3,180,199
溫室氣體排放變動率	%	--	0%	-3.2%
溫室氣體排放係數	噸CO ₂ /度	0.4723	0.4723	0.4578
捕集量	噸CO ₂ e	--	--	9,957,603

在電力調度上，模型之調度前提為總發電成本最低，故在發電調配之順序主要考量其變動成本之高低，以新增USC機組為優先，既有燃煤次之，USC+CCS機組最後調度。若該年度CCS已可商轉，則受規範的燃煤機組均須加裝CCS，因此造成發電成本的變化。以2025年的模擬結果來說，當CCS可商轉，則單位發電成本將上升約0.8%、總發電成本亦將較基準情境增加0.8%。到了2030年，單位發電成本將較基準情境提升4%，總發電成本則是增加了3.93%。

在溫室減量效果方面，若CCS於該年無法商轉，則新設標準無法帶來任何的減量效果，其排放情況將於BAU一致。當CCS可運轉時，2015年的溫室氣體減量效果為101萬噸/年、較基準年減少了約1%；2030年對應的溫室氣體減量成效為318萬噸，較基準年減少了3.2%。

二、新設+既存電廠碳排放標準之衝擊模擬評析

在進行此部分的模擬，發現若以低於基準情境之平均排放強度值的80%以下來進行既存電廠的規範，即可能發生天然氣用氣量超過目前我國港口運輸進氣量之規劃。在考量此一技術設備的限制下，本研究主要以基準情境對應之平均排放強度值的80%做為模擬之下界值。2025年、2030年的模擬結果呈現如表3至表6。

於2025年時，在BAU情境下，將新增2部USC及5部複循環，備用容量率為14.0%；到了2030年，BAU情境下則是新增6部USC及9部複循環，備用容量率為13.1%。當既存電廠標準實施後，標準限制愈趨嚴格加速了機組的汰舊換新。在CCS無法商轉的情境下，增加複循環機組是主要選擇；而在CCS可商轉的情境下，主要多增加USC+CCS機組來汰換舊機組，因為同樣可以達到排放標準時，USC+CCS在發電量多時，總成本會比新增複循環機組來得低³。

從發電成本的角度觀之，在CCS可商轉的前提之下，無論是總發電成本或是單位發電成本，多呈現低於CCS不可商轉下的結果。惟一的例外是當既存電廠選擇與現狀下所對應的平均排放強度相去不遠時（與現狀平均值相同或在95%以上），USC+CCS的固定成本占總發電成本比重相對較高，因此導致總發電成本高於CCS無法商轉的情況。然當隨著既存電廠排放標準更加嚴格時，USC+CCS機組的變動成本低於複循環機組的效應開始被突顯，導致在CCS無法商轉的情境，其總有電成本將高於CCS可商轉之情境。

在溫室氣體減量效果上，由於既存電廠排放標準的設計理念，本質上是對台電公司設立一個整體的平均排放標準，因此無論CCS有無商轉，其減量效果在各排放標準之下相去不遠。與其實施新設電廠碳排放標準的方案相較，同行並行新設加暨存電廠的管制，其減量成效將顯著增加。依據模擬結果，在2025年時若採用現狀下的平均排放強度做為既存電廠排放標準規範時，所帶來的減量效果區間約較BAU情境低3.67%~3.75%；隨著排放標準之加嚴，到了現狀下的平均排放強度的80%時，減量效果最高可達22.83%~23.42%，成效十分顯著⁴。上述模擬結果亦指出，未來即便CCS技術無法成熟到可商轉的階段，發電業者仍可透過增加使用燃氣機組以達上述各情境所描繪的排放標準規範。惟在CCS無法商轉的前提下，所須支付的代價也相對較高。

³ 在備用容量率12%~17%之限制下，模型為達排放標準將須加速其汰舊換新速度，此時必須負擔機組之汰舊換新成本(固定成本與退役成本)，使總成本上升。

⁴ 另一個觀察到的重點，若採用最嚴格的標準來管制既存電廠時，則台電公司於2025年的總排放量將降低至約7,800萬噸，此與2005年的排放量（7,850萬公噸），亦與2000年排放量（7,650萬公噸）相去不遠。由於台電公司曾於過往的環評歷程中承諾將於2025年將排放量降低於2000年的排放水準；對應於本研究之模擬結果，亦即台電公司至少須將平均排放強度降低至與本研究最嚴格的既存電廠排放標準值一致，才有機會能夠達成上述的環評承諾。

表3 暨存電廠碳排放標準 2025年衝擊模擬結果摘要 (CCS 無法商轉)

新設電廠標準		BAU	BAU對應之平均排 放強度	BAU平均排放強 度*95%	BAU平均排放強 度*90%	BAU平均排放強 度*85%	BAU平均排放強 度*80%
新增機組配置	組	USC: 2 複循環: 5	USC: 5 複循環: 5	USC: 7 複循環: 5	USC: 6 複循環: 7	USC: 4 複循環: 8	USC: 3 複循環: 9
單位發電成本	\$元/度	2.57	2.58	2.66	2.75	2.85	2.93
單位發電成本變動率	%	--	0.39%	3.5%	7%	10.9%	14%
總發電成本	\$億元	6,720	6,760	6,950	7,208	7,465	7,669
總發電成本變動率	%	--	0.59%	3.42%	7.26%	11.09%	14.12%
總溫室氣體排放量	噸CO ₂ e	100,197,313	96,524,799	91,717,212	86,712,780	81,695,235	76,731,146
溫室氣體減量成效	噸CO ₂ e	--	3,672,514	8,480,101	13,484,533	18,502,078	23,466,167
溫室氣體排放變動率	%	--	-3.67%	-8.46%	-13.46%	-18.47%	-23.42%
溫室氣體排放係數	噸CO ₂ /MWh	0.4891	0.4707	0.4473	0.4237	0.4002	0.3767
捕集量	噸CO ₂ e	--	--	--	--	--	--

表 4 暨存電廠碳排放標準 2025 年衝擊模擬結果摘要 (CCS 可商轉)

新設電廠標準		BAU	BAU對應之平均排 放強度	BAU平均排放強 度*95%	BAU平均排放強 度*90%	BAU平均排放強 度*85%	BAU平均排放強 度*80%
新增機組配置	組	USC: 2 複循環: 5	USC+CCS: 2 複循環: 6	USC+CCS: 4 複循環: 5	USC+CCS: 5 複循環: 6	USC+CCS: 7 複循環: 5	USC+CCS: 9 複循環: 5
單位發電成本	\$元/度	2.57	2.60	2.64	2.69	2.73	2.78
單位發電成本變動率	%	--	1.17%	2.7%	4.7%	6.2%	8.2%
總發電成本	\$億元	6,720	6,812	6,915	7,032	7,147	7,282
總發電成本變動率	%	--	1.37%	2.9%	4.64%	6.35%	8.36%
總溫室氣體排放量	噸CO ₂ e	100,197,313	96,439,745	91,676,347	86,846,509	82,092,302	77,323,685
溫室氣體減量成效	噸CO ₂ e	--	3,757,568	8,520,966	13,350,804	18,105,011	22,873,628
溫室氣體排放變動率	%	--	-3.75%	-8.5%	-13.32%	-18.07%	-22.83%
溫室氣體排放係數	噸CO ₂ /MWh	0.4891	0.4708	0.4473	0.4237	0.4002	0.3767
捕集量	噸CO ₂ e	--	13,641,757	13,641,757	17,333,163	24,266,428	31,199,694

表 5 暨存電廠碳排放標準 2030 年衝擊模擬結果摘要 (CCS 無法商轉)

新設電廠標準		BAU	BAU對應之平均排 放強度	BAU平均排放強 度*95%	BAU平均排放強 度*90%	BAU平均排放強 度*85%	BAU平均排放強 度*80%
新增機組配置	組	USC: 6 複循環: 9	USC: 7 複循環: 8	USC: 7 複循環: 8	USC: 7 複循環: 8	USC: 6 複循環: 10	USC: 6 複循環: 10
單位發電成本	\$元/度	2.76	2.77	2.85	2.95	3.05	3.16
單位發電成本變動率	%	--	0.36%	3.3%	6.9%	10.5%	14.5%
總發電成本	\$億元	7,596	7,603	7,820	8,101	8,391	8,682
總發電成本變動率	%	--	0.09%	2.95%	6.65%	10.47%	14.29%
總溫室氣體排放量	噸CO ₂ e	98,582,101	97,851,068	93,294,703	88,212,603	83,131,617	78,076,851
溫室氣體減量成效	噸CO ₂ e	--	731,033	5,287,398	10,369,498	15,450,484	20,505,250
溫室氣體排放變動率	%	--	-0.74%	-5.36%	-10.52%	-15.67%	-20.8%
溫室氣體排放係數	噸CO ₂ /MWh	0.4723	0.4686	0.4473	0.4237	0.4002	0.3767
捕集量	噸CO ₂ e	--	--	--	--	--	--

表 6 暨存電廠碳排放標準 2030 年衝擊模擬結果摘要 (CCS 可商轉)

新設電廠標準		BAU	BAU對應之平均排 放強度	BAU平均排放強 度*95%	BAU平均排放強 度*90%	BAU平均排放強 度*85%	BAU平均排放強 度*80%
新增機組配置	組	USC: 6 複循環: 9	USC+CCS: 6 複循環: 10	USC+CCS: 6 複循環: 10	USC+CCS: 6 複循環: 10	USC+CCS: 8 複循環: 9	USC+CCS: 10 複循環: 9
單位發電成本	\$元/度	2.76	2.87	2.87	2.87	2.92	2.97
單位發電成本變動率	%	--	4%	4%	4%	5.8%	7.6%
總發電成本	\$億元	7,596	7,883	7,884	7,894	8,019	8,158
總發電成本變動率	%	--	3.78%	3.79%	3.92%	5.57%	7.4%
總溫室氣體排放量	噸CO ₂ e	98,582,101	95,437,116	93,249,661	88,416,289	83,565,064	78,703,527
溫室氣體減量成效	噸CO ₂ e	--	3,144,985	5,332,440	10,165,812	15,017,037	19,878,574
溫室氣體排放變動率	%	--	-3.19%	-5.41%	-10.31%	-15.23%	-20.16%
溫室氣體排放係數	噸CO ₂ /MWh	0.4723	0.4579	0.4473	0.4237	0.4002	0.3767
捕集量	噸CO ₂ e	--	10,105,179	13,201,924	20,140,810	27,004,116	34,211,299

伍、結語

根據本研究之模擬結果，在追求供電成本極小化、滿足未來用電需求的目標下，在未實施任何規範時，我國仍以相對發電成本較低的燃煤機組做為主要供電手段。在新設電廠排放標準實施之後，由於目前草案之設計著重於技術可行性之考量，在CCS未能順利商轉前，將採用較寬鬆的排放標準進行管制。也因為如此，當CCS無法商轉時，新設電廠排放標準無法帶來任何減量效果，其與基準情境下的配置及運作情況一致無別。反之，在CCS可商轉後，燃煤機組須加裝CCS方能滿足排放標準之規範，同時也減少了溫室氣體的排放。惟因新設電廠於模擬期間占比並不高，所帶來的減量效果亦有限。依據模擬結果，2025年時約能帶來1%的減量成效（相較於BAU）；2020年的減量效果則達3.2%。

另一方面，當針對既存電廠實施排放標準時，只要排放標準不低於現狀平均值的80%，則以現有技術而言，無論CCS可否順利商轉皆具目標可達性。反之，商既存電廠排放標準值設計的比現狀平均值的80%更低時，就有可能導致超過現有港口對於天然氣運輸容量規劃之限制而無法達成。相較於新設電廠排放標準，針對既存電廠實施標準管制，其減量效果相對顯著不少。例如依據2025年的模擬結果，若採用本研究中所設立的最嚴格標準做為規範基礎，則台電公司整體的排放將至少得以回到2005年的排放水準，較BAU情境的排放量減少多達約23%。

然而，天下沒有白吃的午餐，既存電廠帶來的減量效果之同時，亦須付出發電成本的提升做為代價。當CCS無法順利商轉時，針對既存電廠實施排放標準所造成的成本衝擊較高，最高可較BAU多出約14%以上的發電成本。反之，當CCS得以商轉時，則發電成本較BAU多出約7~8%左右。呈現此結果的理由，主要是燃煤機組加裝CCS的單位發電成本，在目前對於未來經濟條件之預測下，事實上並不高於燃氣機組。在成本極小化的考量下，只要燃煤加裝CCS可符合排放標準之規範，發電業者將以燃煤加裝CCS做為主要發電機組之選擇。若在CCS無法順利商轉的情況下，要滿足既存電廠排放標準，只能透過多採用複循環機組來達成目標，成本也因而較高。

綜言之，因為我國的自產能源匱乏，多仰賴進口能源做為發電之用。燃煤相較於天然氣，仍然具備相對的發電成本優勢，在這樣的背景條件之下，若於我國實施新設電廠排放標準、且在追求發電成本極小化的情況下，未來增加的電力需求仍十分仰賴燃煤機組之使用；然而，為了滿足排放標準，發電業者目前可能的技術選項包含增加燃氣機組之使用、或是在燃煤機組上加裝CCS設備。惟若如此，發電業者發電成本亦將大幅提升。綜言之，電廠碳排放標準之實施，特別是針對既存電廠進行管制時，預期將顯著降低我國的溫室氣體排放總量，但對於電力部門的成本衝擊亦十分顯著。

致謝辭

作者感謝本期刊匿名審查人及執行編輯的寶貴意見，使本文章的論點得以更為周延。若文中仍有錯誤之處，實為作者之責。

參考文獻

中文文獻：

1. 王鈺惠，2011，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。
2. 王京明與郭瑋婷，2001。二氧化碳及空氣污染減量政策對發電部門之效果及影響評估。台北：中華經濟研究院。
3. 行政院節能減碳推動會，2010，國家節能減碳總計畫。
<http://general.tnu.edu.tw/upload/files/construction/attch1.pdf>。
4. 台灣電力公司，2014，台電電源開發方案。<http://www.taipower.com.tw/UpFile>。
5. 行政院環境保護署，2010，「我國溫室氣體適當減緩行動（NAMAs）成果展現暨後續規劃重點」。
6. 洪紹平、陸台根、鍾輝乾、陳鳳惠 (2008)，「電源開發長期規劃模型之建置與分析」，2008年兩岸能源、環境及經濟整合評估模型之理論與實務研討會，台北：國立台北大學。
7. 張四立 (2008)，「應用 MULTEEE 模型之台灣長期電力供需規劃決策分析」，2008年環境資源經濟、管理暨系統分析學術研討會，台北：國立台北大學。
8. 經濟部，2015，我國再生能源發展、輸電、配電之電力規劃專案報告。
<http://lis.ly.gov.tw/lydb/uploadn/104/1040108/4.pdf>。
9. 經濟部，2008，永續能源政策綱領。
http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/SubMenu.aspx?menu_id=48。
10. http://unfccc.epa.gov.tw/unfccc/chinese/_upload/20100819/NAMAs.pdf。
11. 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，9-20。
12. 蕭雯倩 (2010)，台灣發電部門 CO₂ 排放減量成本分析之研究，國立成功大學資源工程系碩博士班學位論文。
13. 潘柔雅 (2009)，台灣電力部門因應 CO₂ 減量之新增機組決策模型研究-多目標規劃之應用，國立台北大學自然資源與環境管理研究所學位論文。

英文文獻：

1. Awerbuch, S. and M. Berger (2003), "Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy Making," IEA/EET Working Paper.
2. Graham, P. W. and D. J. Williams (2003), "Optimal Technological Choices in Meeting Australian Energy Policy Goals," Energy Economics, 25, 6, 691-712.
3. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014. The Fifth Assessment Report.

4. <http://www.ipcc.ch/report/ar5/>.
Kumbaroglu, G., R. Madlener and M. Demirel (2004), “A Real Options Evaluation Model for the Diffusion Prospects of New Renewable Power Generation Technologies,” CEPE Working Paper, No.35.
5. Rao, S.,I. Keppo, and K. Riahi, 2006. “Importance of Technological Change and Spillovers in Long-Term Climate Policy,” The Energy Journal, Special Issue, 123-140.
<http://econpapers.repec.org/article/aenjournal/default20.htm>.