

行政院原子能委員會  
委託研究計畫研究報告

「我國產業缺電成本估計及其應用於分級  
電價規劃方案之研究」

**Power Outage Cost and its Application to Electric  
Power Priority Service Program in Taiwan**

計畫編號：1032001INER036

受委託機關：社團法人台灣三益策略發展協會

計畫主持人：柏雲昌

聯絡電話：02-2517-7811

E-mail address：bory47@gmail.com

核研所聯絡人員：蘇治維

報告日期：103年11月21日

# 目 錄

目 錄 .....	I
中文摘要 .....	IV
英文摘要 .....	V
壹、計畫緣起與目的 .....	1
一、電力負載與管理 .....	1
二、研究架構與內容 .....	8
貳、研究方法與過程 .....	14
一、缺電成本的內涵 .....	14
(一) 發電端造成之缺電 .....	14
(二) 輸配電造成之缺電 .....	16
(三) 變電造成之缺電 .....	17
(四) 售電造成之缺電 .....	18
二、缺電成本估計的理論基礎與文獻回顧 .....	21
(一) 意願調查價值評估法 .....	22
(二) 生產函數分析法 .....	24
(三) 消費者剩餘法 .....	24
(四) 備用發電機法 .....	25
三、先進國家探討缺電成本的經驗與政策應用 .....	26
(一) 美國 .....	26
(二) 西班牙 .....	29
(三) 奧地利 .....	30
(四) 荷蘭 .....	31

(五) 其他歐洲國家缺電成本綜合比較 .....	32
四、我國探討缺電成本的經驗與政策應用 .....	33
五、缺電成本政策意涵及分級電價新趨勢 .....	36
(一) 作為電源開發最適規模與最適可靠度之規劃基礎 .....	36
(二) 作為電力市場設計分級電價之規劃基準參考 .....	37
六、分級電價規劃方案之意義與概念 .....	37
(一) 分級電價之理論基礎與文獻回顧 .....	37
(二) 先進國家實施分級電價制度之模式、現況與趨勢 .....	44
七、分級電價方案實施經驗之探討 .....	62
(一) 分級電價制度之內涵與實施效益 .....	62
(二) 我國實施分級電價制度之短中長期規劃 .....	65
八、我國產業部門缺電成本之估計方式 .....	67
(一) 產業缺電成本估計方法的選擇：個體與總體 .....	68
(二) 總體面產業部門缺電成本估計模型設計 .....	74
參、主要發現與結論 .....	86
一、產業部門缺電成本估計結果 .....	86
(一) 發電端缺電機率(LOLP)之規畫標準 .....	87
(二) 發電端缺電機率(LOLP)之實績值模擬 .....	94
(三) 台電公司 DSM 契約模擬 .....	98
(四) 缺電成本估計結果比較 .....	106
二、我國分級電價制度之研擬 .....	108
(一) 產業部門分級電價設計 .....	108
(二) 分級電價的效益成本分析與節能減碳效果 .....	116
(三) 核能所節電案例分析 .....	122

三、結論與建議 .....	131
肆、參考文獻 .....	137
一、中文部分 .....	137
二、英文部分 .....	138
三、網站部分 .....	146
附件一、期中報告審查意見回覆表 .....	147
附件二、期末報告審查意見回覆表 .....	151

## 中文摘要

**關鍵字：產業缺電成本、分級電價、差別定價、需求面管理、效益成本分析**

基於國際電力自由化市場經驗及我國後核時代來臨，未來我國之電力能源開發方向可能會對負載管理產生不利的結果即可靠度降低。在轉變的過程中，如果供電可靠度降低將影響備用容量數，進而發生缺電機率。民生及產業都會受影響及發生損失（或所謂的缺電成本）。因為各產業部門之缺電成本有所不同，在差別定價的前提下，各產業部門之電價亦應有所不同。除此之外，如何制訂一公平的產業分級電價，避免輿論對現行的分級電價制度產生不公平交叉補貼（如民生用戶補貼工業用戶的疑慮）也是挑戰之一。本計畫的研究重點即為嘗試估計各產業部門之可能的缺電成本損失，並藉由所估計之缺電成本規劃合理的產業部門分級電價。

## 英文摘要

### **Power Outage Cost and its Application to Electric Power Priority Service Program in Taiwan**

**Key words: Power outage cost, electric power priority service program, price discrimination, demand side management, benefit-cost analysis**

In order to speed up the development of deregulation and liberalization in power market, there is a basic problem in reliability. If power supply reliability decreases, it will heavily erode the spinning reserve of power system so as to increase the probability of power shortage. Power users, include industrial users and residential users, are going to bear losses of power shortage. In addition, more and more electricity users criticize the unfair price discrimination mechanism of Taiwan Power Company. Basically, the unfair power tariff comes from: the residential users subsidize the industrial users. Therefore, the focuses of this project are: (1) estimate the power outage costs and its affect to industrial users, (2) build up the fundamental theory of the tariff classification (or electric power priority service program) of industrial electricity market, (3) calculate the benefit-cost analysis (BCA) for new industrial pricing system.

## 壹、計畫緣起與目的

缺電成本(outage cost)為管理電能系統重要參考資訊之一，一般而言，缺電成本可定義為：當電力供應中斷，導致系統停、缺電時，所帶來之損失成本。電力公司可藉由缺電成本的高低，規劃電網的最適可靠度(reliability)，並進一步設計符合公平與效率的分級電價(priority price)方案。依據缺電成本所設計之分級電價方案，即是藉由電力產品之價格(price)訊號為誘因(incentive)，誘導電力用戶在理性自我評估可承擔之缺電損失下，選擇最適宜之電價方案，達到均衡整體電力系統分配之目的(Strauss and Oren, 1993)。除此之外，近來社會輿論對現行的分級電價制度亦產生不公平交叉補貼的疑慮。其基本質疑點為：民生用戶補貼工業用戶；小用戶補貼大用戶。如何制訂一公平的分級電價也是挑戰之一。本計畫的研究重點即為嘗試估計社會可能的缺電成本損失與規劃合理的分級電價。

### 一、電力負載與管理

電力工業為工業之母，為一般產業部門生產過程之必須，但隨著台灣經濟與人口的成長，各用戶之用電量不斷的提昇，遂使台電公司的供電量迅速增加。雖然近幾年來由於產業外移等因素而導致系統的備轉容量(spinning reserve or reserve margin)保持一定的空間，如台電公司統計 2013 年 6 月 27 日瞬間最高用電量出現在下午 1 時 51 分，用電量 3,279 萬千瓦，而尖峰供電能力 3,388 萬千瓦，備轉容量率為 10.3%。但因環保意識高漲，興建電廠及輸電線的工程受到抗爭而延宕，未來可預見將會逐漸造成備轉容量不足而導致缺電的風險。因此，對於逐漸龐大的電力系統，除了整體的經濟性考量

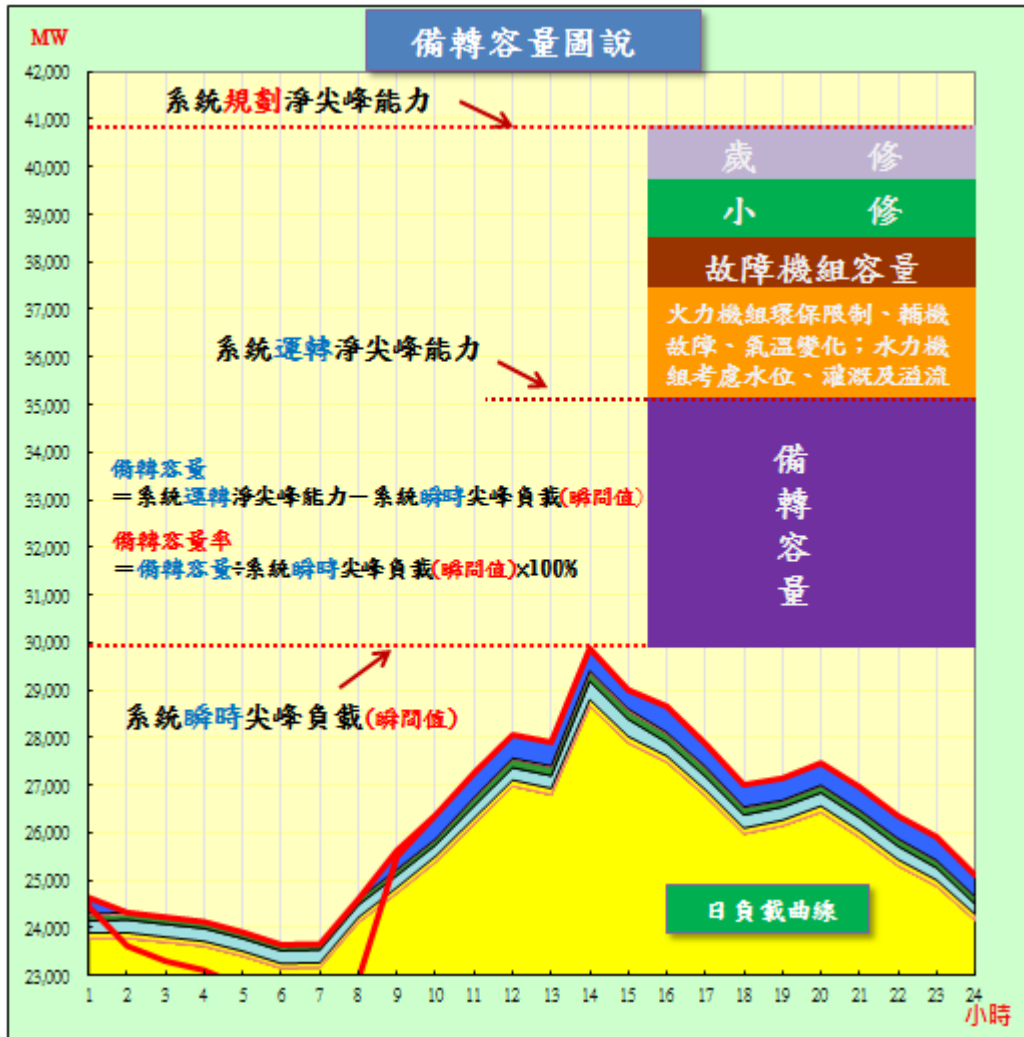
外，對於如何規劃適當的電價結構及推估可能的缺電成本有一定的重要性，因其對系統運轉之安全性（security）日形重要。

電力系統運轉時除了要考慮系統的經濟性外，亦需考慮系統中的發電機組突然發生故障或系統的負載突然上升之類的突發狀況，因此調度人員在調度系統的機組時往往必須保留備轉容量。備轉容量的大小視不同的電力系統而異，目前台電公司有關備用容量及備用容量率的相關規定及說明如下：

1. 備用容量(reserve margin)=系統規劃淨尖峰能力－系統小時尖峰負載（系統規劃淨峰能力：未考慮歲修、小修及故障機組容量）
2. 備用容量率(percent reserve margin)簡稱備用率 =備用容量 / 系統小時尖峰負載 ×100%

如欲達成缺電機率 0.5 天/年之目標，我國備用容量率標準未來長期大概須維持於 15~20% 間。由於斷電損失率（系統用戶可能因停電而造成的損失費率(\$/kWh)或稱斷電損失率(IEAR, interrupted energy assessment rate)及機組的出力提升率(ramp rate)與備轉容量的選定有很大的關係，因此本研究仍依據台電公司的備轉容量規畫來探討缺電成本及電價費率規劃。台電公司有關備用容量及備用容量率的定義可參考圖 1.1 所示。

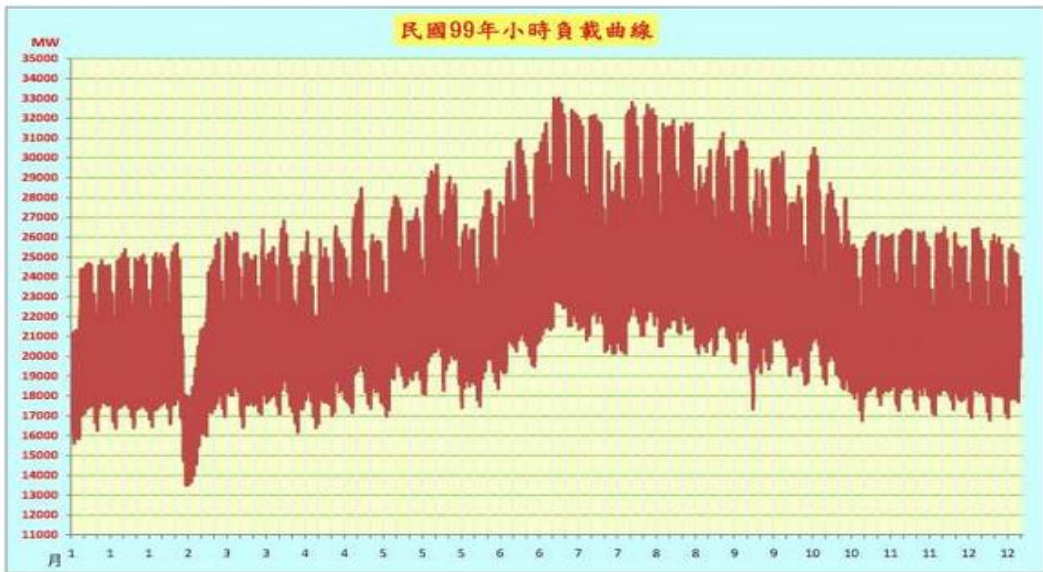




資料來源：台電公司

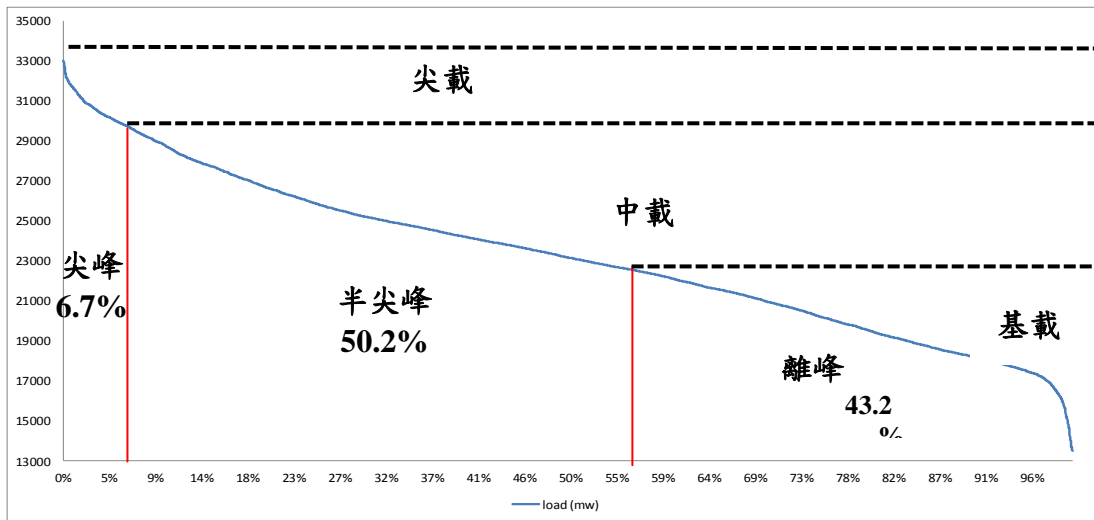
圖 1.1 台電公司備用容量及備用容量率的定義

我國的電力負載曲線乃按年月順序或時間先後排序而成的時序負載曲線，以一年為例，從1月1日1時起至12月31日24時止，共8,760小時，每小時平均負載按時間先後排序繪製成時序負載曲線，如圖1.2所示，再以此時序負載曲線按年(圖1.3)、月(圖1.4)及週(圖1.5為每週一至週五之日負載曲線；圖1.6為每週六之日負載曲線；而圖1.7為每週的之日負載曲線)，藉此可了解我國電力負載的個別變化情形，並知道各期間最高、最低與平均負載。



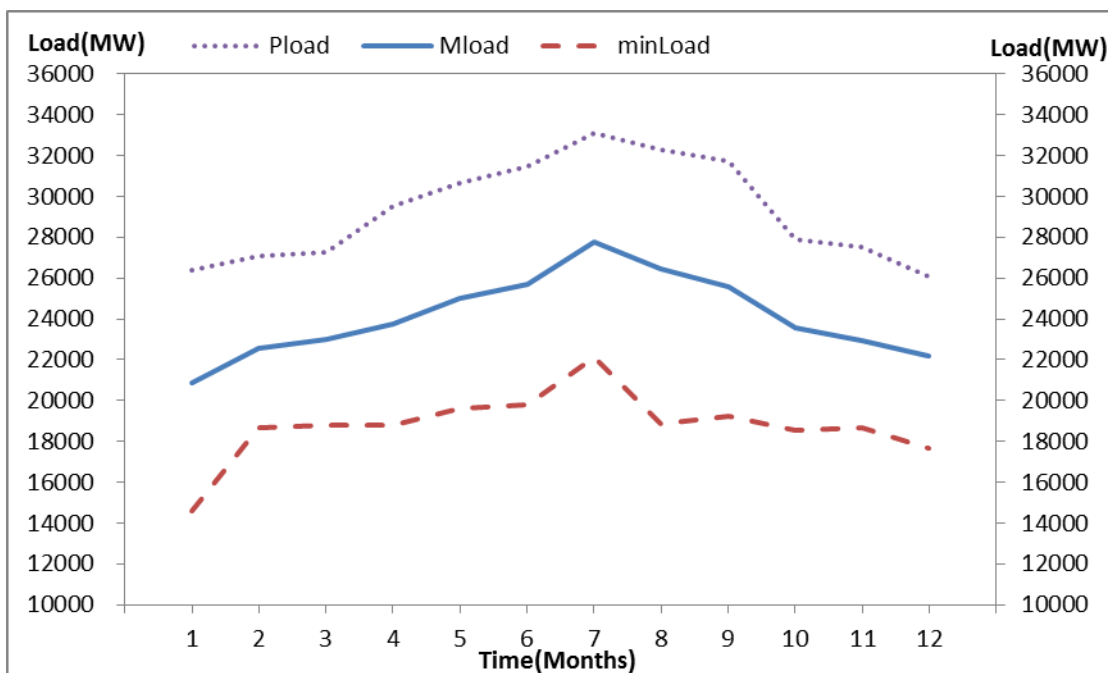
資料來源：台電公司調度處，王京明(2012)

圖 1.2 2010 年 8,760 小時負載曲線



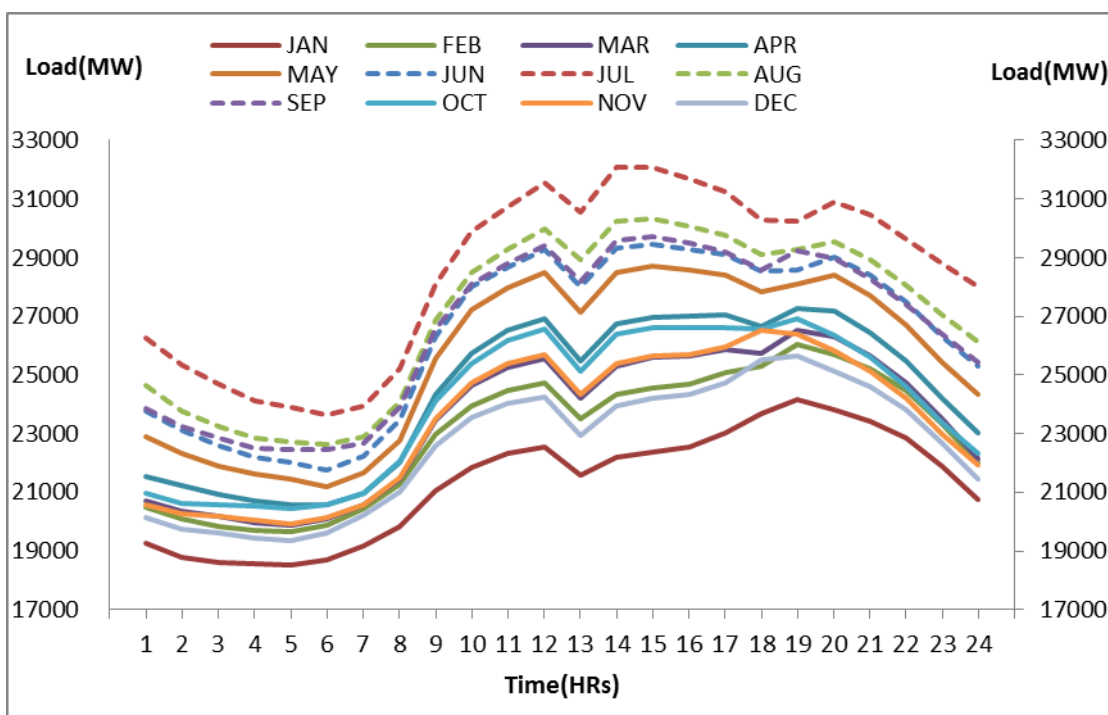
資料來源：台電公司調度處，王京明(2012)

圖 1.3 我國 2010 年負載持續曲線



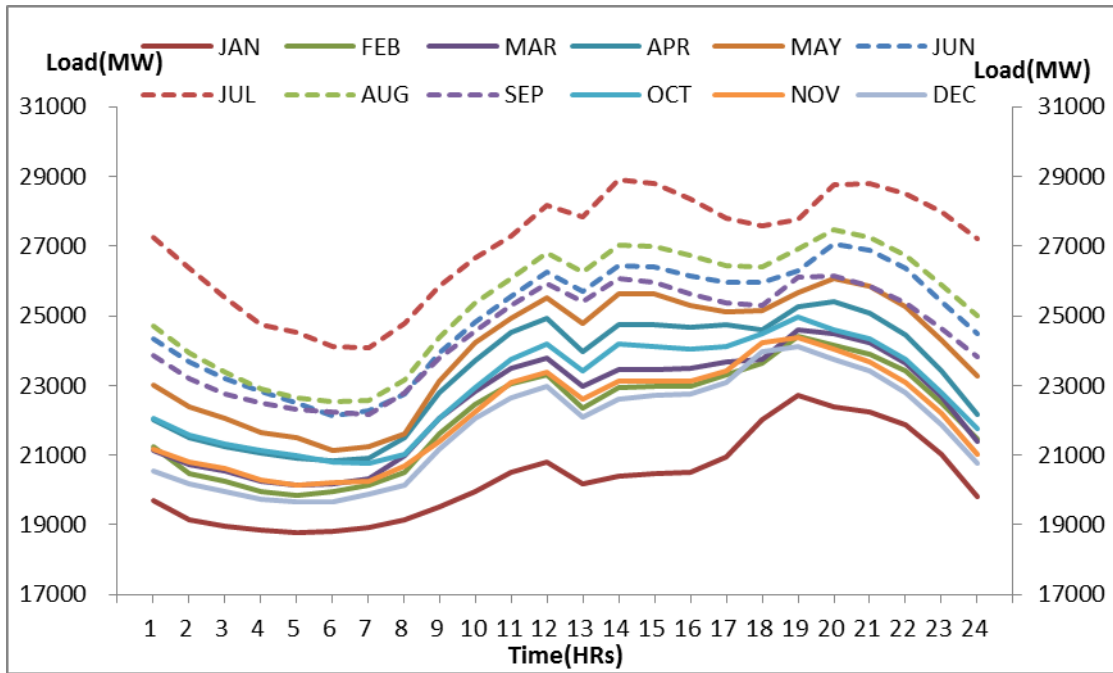
資料來源：台電公司調度處，王京明(2012)

圖 1.4 我國 2012 年月負載曲線



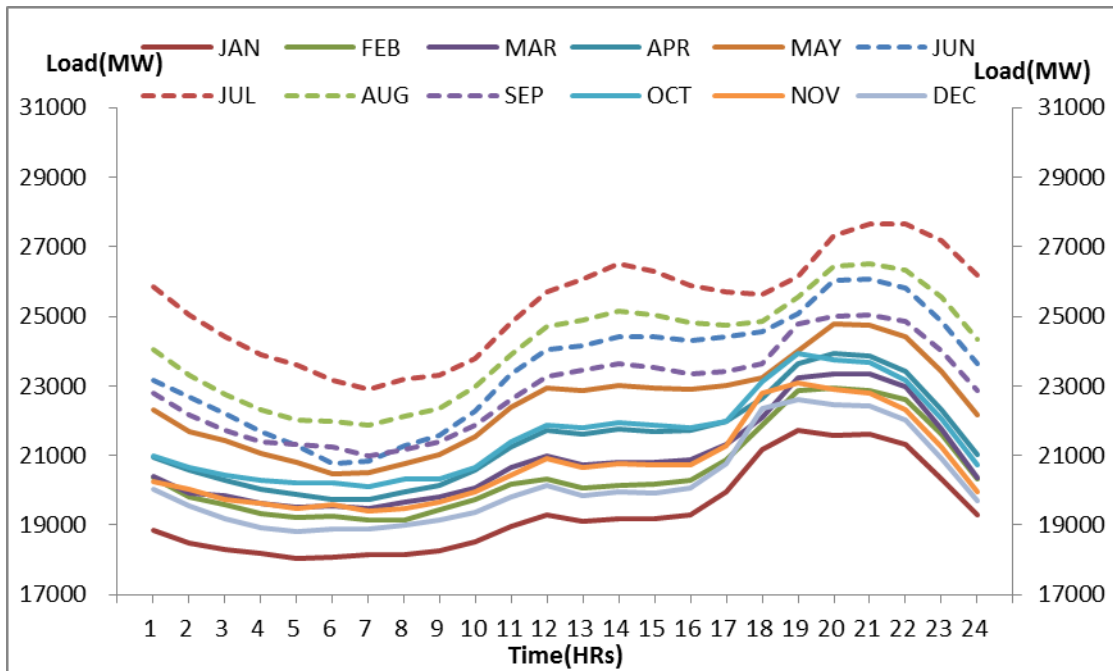
資料來源：台電公司調度處，王京明(2012)

圖 1.5 我國 2012 年月份別週一至週五之日負載曲線



資料來源：台電公司調度處，王京明(2012)

圖 1.6 我國 2012 年月份別週六之日負載曲線



資料來源：台電公司調度處，王京明(2012)

圖 1.7 我國 2012 年月份別週日之日負載曲線

在瞭解用電負載基本趨勢後，即知用電負載管理是要降低高燃料成本運時時間以節省投資成本及尖峰缺電機率。所謂「負載管理」(load management; LM) 仍然是電業或用戶從事影響電力系統負載型態，以達到抑制尖峰負載，提高離峰負載，改善系統負載為目的之一切活動。

就電業而言，從事負載管理可從供給面與需求面同時進行。所謂「供給面負載管理」(supply-side management; SSM) 是指興建電廠提高發電量與電力傳輸效率之投資計畫，以滿足用電需求；而「需求面負載管理」(demand-side management; DSM) 是指電業有計畫的從事影響用戶的用電時間與數量的一系列活動；由於新電源開發日益困難，故未來需求面負載管理顯得愈加重要。

需求面管理為電力公司藉由調節用戶端電力需量方式，改善電力系統的負載型態，一般而言，需求面管理措施包括負載管理、節約能源及行銷管理三大項，其中以「負載管理」最為重要；因此以下皆以需求面負載管理之論述為重點。

負載管理之方法與目標為：

- (1) 電業推行負載管理一般所採用的方法，是以價格策略為主幹，以控制用戶負載及拓展離峰用電技術為輔助，並配合運用各種通訊設備而使價格策略之運用能達成目標。
- (2) 系統負載型態之改善，可區分為：負載轉移(load shifting)、抑制尖峰負載(peak clipping)、提高離峰負載(valley filling)；可行的負載管理措施，應能兼顧用戶與電業之需要，使兩者均蒙其利。

負載管理之效益為：

- (1) 電業：減少資本支出、降低高燃料機組之運轉成本、提高電力事

- 業形象、改善系統供電可靠性、降低能源依賴度。
- (2) 用戶：減少電費支出、自行決定用電成本、提高用電品質、享受用電服務。
- (3) 社會大眾：有效利用資源、減少環境污染、提高生活品質。

因為電力公司必須藉由需求面負載管理以調節用戶端電力需量方式，改善電力系統的負載型態。但若因為電力生產能力不足所產生的電力短缺（包括全部中斷與部分中斷）缺電，包括容量（設備）供應不足或能量（燃料）供應不足時，需求端的消費用戶將出現電力短缺的情況，造成用戶的經濟損失，即缺電成本。若電力供應業者欲以價格策略(分級電價)之方式，以控制用戶負載及達成負載管理之目標，勢必須對用戶之缺電成本進行準確的估計，並將所估計缺電成本導入分級電價的方案中。因此，如何合理性的估計產業部門之缺電成本，在分級電價策略方案的擬定上至關重要。

## 二、研究架構與內容

傳統上，電力被視為單一可靠度的商品，電價訂定係由供給面考量以反應電力產品的生產成本。唯此種訂價方式，乃視電力為同質性產品，並未考慮用戶的用電需求的服務價值與偏好差異。而分級電價則指電力事業根據用戶的用電需求特性，將電力供應依照其品質屬性，加以區分成不同等級的電力產品，並分別訂定不同的電價，以供電力用戶選擇，在此種擴大供電彈性的情況下，可達成改善電力負載型態的目的。換句話說，分級電價係由需求面來考慮，電力供應業者則根據用戶的需求資訊，並參酌供電成本數據，設計一套具有多種不同供電可靠度等級的電價結構方案，再由電力用戶對不同負載單位，自行選擇適用的方案。分級電價的優點，在於可

提供多樣化且高品質的電力服務，以滿足不同消費用戶的需要。另一方面，當缺電發生時，電力供應業者更可依照用戶需求認購電力產品數額，來分配有限的電資源，降低限電的可能性。

從經濟學的角度而言，理論上若電力產品市場供需達到均衡時，電力產品存在均衡的價格與數量，若電力供應商的發電力足以供應所有需求者之需求量時，市場上不存出現失衡的情況。然而，由於發電存在容量（設備）供應不足或能量（燃料）供應不足的情況，導致電力商品的數量低於均衡數量，此時因為市場失衡造成無謂損失。

若進一步由總體經濟的角度來看，缺電成本乃因電力供應中斷或不足而導致斷電或限電時，對社會或用戶所造成之損失。若將電力用戶因缺電而造成產業產值的減少，視為產業之缺電成本（即生產者剩餘之無謂損失）。同理，因電力供應中斷或不足而導致斷電或限電時，對民生用戶所造成之所得減少，可視為民生用戶之缺電成本（即消費者剩餘之無謂損失）。若以一般均衡模型分析產業結構、所得分配，比較當不缺電（投入面）與缺限電（投入面）的產業產值與民眾所得的變化，並據此估其產業與民眾之缺電成本。可將此缺電成本藉由規劃適當的差別定價方案進一步分析貧富以及產業間財富重分配效果。

然而，在合理之缺電成估計方法的選擇上，檢視過去國內外文獻中常見對缺電成本估計的衡量方法，就估計的目標而言，各種缺電成本之估計方法，對估計的對象可分為個體目標與總體目標兩個主要目標，若對個體目標進行缺電成本的估測，在實證上，其優點是較為彈性，且個別資料相對較為完整，易於掌握個別用電需求者(廠

商或住戶)的經濟行為，但缺點則是無法表現各部門彼此之間的聯動關係；而總體目標雖然可處理不同產業間的聯動關係，但缺點則是對個別需求者的行為資料與個體目標相比較為不足。

我國過去對缺電成本估計的研究方法，多是以問卷調查的方式為主，雖然問卷調查法可取得較為詳細個體用電戶的缺電特性與缺電成本之間的關係，但一方面問卷調查必須投入大量人力與時間成本，在操作上曠時費日，且採用問卷調查法時，電力需求用戶填答問卷時可能會隱瞞個別用電之相關資訊；在取得資料進行估計時可能也會產生誤差，如調查者主觀意識誤差、統計誤差、問卷誤差、受訪者不誠實誤差等等，可謂困難重重。其次，因為問卷調查法著重於調查個別電力用戶的經濟行為，其資料缺乏產業間交互影響的關係。因此，問卷調查法的估計方式，可能伴隨著因取得資料的狀況而存在誤差。

據此，本研究嘗試採用 EnFore-Green (Energy Forecast - Green) 模型對缺電成本進行總體社會缺電成本估計，即社會無謂損失之估計，方便日後設計國家整體經濟的分級電價。雖然 EnFore-Green 模型亦與一般數量模型類似，無法針對各產業部門之缺電特性，包括缺電機率，缺電頻率與缺電持續時間等不同的動況估測其缺電成本。唯此類可計算一般均衡模型(computable general equilibrium model, CGE)，考慮經濟體系中各部門之聯動效果，較生產函數分析法所採用之投入產出模型(input-output model, IO)更為有效且一般化。藉由本計畫所採用之 EnFore-Green 模型所估測之缺電成本，可作為產業缺電成本之下限參考依據，另比較與過去我國缺電成本的文獻，可提供台電公司在進行分級電價策略時的參考依據。亦可藉由本計畫



所估計的缺電成本，設計產業部門相關的分級電價。圖 1.8 為本計畫預期達成之內容與目標。

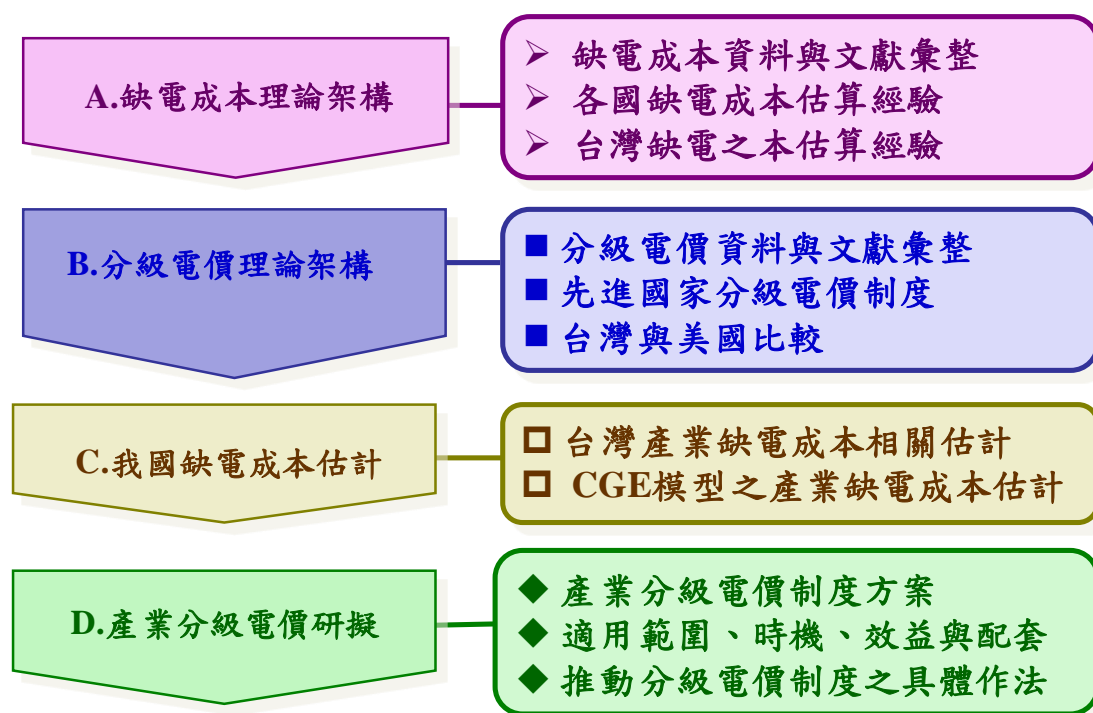


圖 1.8 計畫研究工作內容與規畫

本計畫之研究方法乃採用澳洲 Monash 大學所研發之單國一般均衡模型為基礎，延伸納入完整財稅收支關係式和研發投資等相關模組，建立我國 30 個部門與 65 種商品之能源可計算一般均衡經濟分析模型 EnFore-Green。此模型係經由澳洲 Monash 大學開發之 ORANIG-RD 經濟模型改寫而來，本模型承襲 ORANIG-RD 之簡潔、易於使用的特點，並特別加強對能源價值變化的影響因素。ORANIG-RD 模型屬於動態一般均衡模型，用以計算單一國家內主要經濟行為改變對總體經濟及各大產業經濟產生之變化。事實上，ORANIG 家族模型自 1977 年以來歷經不斷修正改良，並廣泛地運用於世界各國的重要經濟政策評估，係一久經實證，且表現良好之經

濟分析模型。ORANIG-RD 是 ORANIG 家族模型中為評估中長期經濟政策影響而特別開發，經由資本累積方程式不斷累計之方式，以前一期模擬投入產出資料為此本期基本資料進而推算下一期投入產出資料，如此遞迴方式推算長期之經濟環境變動及產業關聯變動。

透過投入—產出模型(IO model)，投入—產出模型強調產業間的連動關係，及產業—家計消費之連動。產業—家計消費間有互相需求之連動關係，產業於生產過程中需向其他產業購買商品或向家計消費者購買勞務、服務，以及借貸生產及投資之資金，資金的來源則間接來自家計消費者的儲蓄，且家計消費者購買產業生產之商品，而形成一連動關係。建立描述這種連動關係的模型，需要兩種輸入資料：產業關聯表(Input-output Table)及生產、消費行為參數。產業關聯表為一段時間之內，經濟體系內各種商品交易；行為參數表示經濟體的各參與者如何反映經濟情境及商品價格之變動。舉例來說，生產者會跟據消費需求及生產要素價格之變動調整生產過程投入之生產要素。而生產要素受生產者調整之事實，也會發生連動的影響(例如廠商減少薪水支出，則勞工的消費水準就會因薪水降低而減少)。CGE 模式藉由投入—產出表及行為參數，建構出經濟網路中各參與者之連動關係，及對經濟環境變動之反應模式。於 CGE 模型中，使用者設定政策影響之參數，再藉由經濟網路之連動關係，觀察整體經濟環境之變動。因此，量測經濟環境參數之變動，即可預測政策對經濟環境之可能影響。

本文主要分為柒個主要章節，除第壹章為緒論外；第貳章將介紹缺電成本估計之意義與概念，包括對缺電成本的理論進行文獻回顧，並進行先進國家探討缺電成本的經驗與政策應用以及我國缺電

成本的經驗與政策應用；第參章則是介紹分級電價規劃方案之意義並彙整世界各先進國家實施分級電價制度的模式、現況與趨勢；第肆章乃針對分級電價方案實施經驗之探討，包括分級電價制度的內涵與實施效益以及我國實施分級電價制度之短中長期規劃；第伍章就本研究所採用之節能減碳政策工具分析模型 EnFore-CGE，說明其理論架構、所使用之資料結構以及模擬政策衝擊之動態架構等，並進行一般均衡模型之模擬；第陸章則針對我國產業缺電成本進行估計；第柒章探討分級電價制度方案以及效益成本分析；第捌章就核能所節電案例進行分析；第玖章則為結論與建議。

## 貳、研究方法與過程

缺電成本的定義為當電力供應中斷，導致斷電或限電，為社會帶來之損失成本。電力公司可藉此規劃電網最適可靠度(reliability)，並設計符合公平效率之分級電價(priority price)或需量反應(demand response, DR)方案。亦即藉由價格(price)或誘因(incentive)，誘導電力用戶在理性自我評估可承擔之缺電損失下，選擇最適宜之電價方案，達到均衡整體電力系統分配之目的(Strauss and Oren, 1993)。簡單來說，缺電成本高(亦即缺電容忍度相對較低)之電力用戶，當電力供給匱乏時，願意付出較高之價格購買電能，或願意投資較多資金以避免電力中斷。此一現象，使得原本應為同質之電能產品，因電力用戶之缺電成本不同，而產生產品差異化(product differentiation)。

據此，如何正確評估電力用戶之缺電成本，有其必要性，且應探討缺電成本之計算，進一步討論需量反應之設計與規劃。本文將於本章中探討缺電成本之內涵、缺電成本計算之理論基礎、國內外缺電成本估算經驗，並提出相關政策意涵。

### 一、缺電成本的內涵

討論缺電成本前，應釐清缺電之種類，並了解台灣現況。電力供應中斷(interruption)是指電力系統故障，故雖有足夠供電設備，用戶端卻無電可用。而電力系統之缺電問題，則可能發生於發電、輸配電、變電及售電任一階段之中，茲詳述如下：

#### (一) 發電端造成之缺電

包括發電容量不足與發電能量不足。若係於發電階段發生問題，則可能是電力不足(curtailment)，亦即電力設備投資不敷所用，

或發電燃料供應不足等。

## 1. 發電容量不足。

發電容量不足係指某一特定時間點，電能供應能力小於負載需求，而其持續時間通常較短，較可能發生於每日的尖峰時段(peak-hour block)。主要發生的原因是電廠容量不夠(如發電機組之裝置容量不足或電廠數量不足等)，或人為疏失、天災事故。

根據實際可能發生之發電不足情事，可再分為三種狀況加以討論：(1) 總負載大於淨尖峰供電能力；(2)扣除正常備用容量後，供電總出力小於負載需求；(3)扣除正常備用容量後，因人為或天災，致使發電機組受損、發電機組跳電等，使供應總出力小於負載需求。除狀況(3)外，狀況(1)與(2)之發電容量不足，電力公司皆可事先預知，採取相應措施以降低缺電損失。

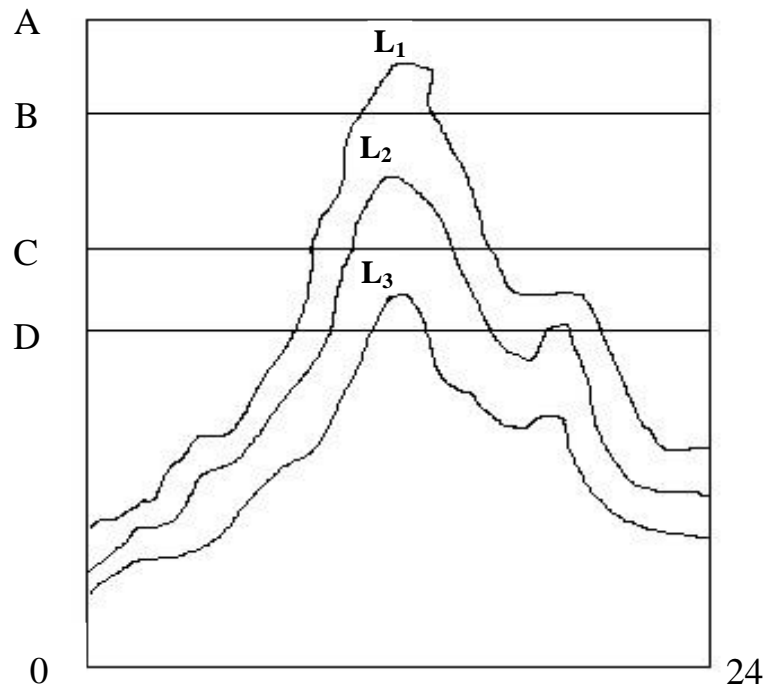
以圖 2.1 解釋三種發電容量不足之狀況。縱軸為系統供應能力，橫軸為一天 24 小時，圖中的曲線為負載需求曲線。電力系統之總裝置容量為  $OA^1$ ，扣除營運電廠所需之電能(AB 段)，實際總淨出力為  $OB$ ，若此時之負載需求曲線為  $L_1$ ，即為第(1)種發電容量不足狀況。其次，若扣除合理的備用容量(BC 段)<sup>2</sup>，實際總淨出力為  $OC$ ，若此時之負載需求曲線為  $L_2$ ，即為第(2)種發電容量不足狀況。此外，若發生意外事故(天災或者人為疏失，CD 段)，使得系統供電出力僅  $OD$ ，若此時之負載需求曲線為  $L_3$ ，即為第(3)種發電容量不足狀況。

---

<sup>1</sup> 台電 2012 年年報統計，裝置容量為 40,977 千瓩。

<sup>2</sup> 台電 2014 年備用容量率預估值為 16.3%。

2011年3月11日，日本外海發生大地震，海嘯與餘震造成福島核電廠發生嚴重損害，為天災導致發電容量不足之案例。



資料來源：許志義等(1990)

圖 2.1 發電容量不足導致之可能缺電情況

## 2. 發電能量不足。

發電能量不足，係指特定期間內(通常為一年)，因為發電燃料不足，使總供電能力小於總負載需求，而發生缺電。發電燃料不足可能係因原油、燃料煤、燃氣、燃料鈾進口短缺，也包括因旱季導致水力發電不足。

### (二) 輸配電造成之缺電

輸電設備包括 345kv、161kv 及 69kv 高壓電流輸電設備，可能因輸電容量不足、例行檢修、人為或非人為事故引發設備故障，導致缺電。而配電則係指將高壓電流由發電廠輸送到各個用電地區，亦即配送 22kv、11kv 電流予電力用戶，也可能因配電容量不足、例

行檢修、人為或非人為事故引發設備故障，導致缺電。

天災事故是輸配電系統損壞而導致缺電之主因，舉例而言，1999年7月29日，台電公司於台南市左鎮區之326輸電塔，因豪雨使地基土壤流失，各發電廠因保護機制自動跳脫系統，導致台南以北發生大規模停電。同年9月21號，台灣發生芮氏規模7.3地震，處於南投震央附近之中寮鄉，境內具台灣樞紐地位之超高壓開閉所，共有34具超高壓輸電線變壓器毀損，此外，共18座輸電塔全倒或半倒，使全台供電受到重大影響。

此外，輸配電系統具有公共財性質，因此可能造成投資不足，而使容量不足，產生缺電(Baarsma and Hop, 2009)。一般而言，符合經濟原則之輸配電網路，輸電設備皆有一定容量限制。亦即在此限制下，某些區域將可能發生短暫缺電現象(如台灣南電北送問題)。而先進國家自由化之電力市場提供壅塞管理(congestion management)服務，讓所有市場參與者可公平競爭有限之輸電容量。在壅塞管理下，電力市場可快速達到供需平衡。(王京明，2002)

### **(三) 變電造成之缺電**

變電設備包括超高壓(由345kv降壓至161kv)、一次變電(由161kv降壓至69kv)、二次變電(由69kv降壓至22kv或11kv)設備，可能因變電容量不足、例行檢修、人為或非人為事故引發設備故障，導致缺電。舉例而言，為因應大台北地區用電需求，台電原規劃仙渡、大安、松湖及古亭四座超高壓變電所，除仙渡超高壓變電所於2013年6月29日加入台電系統營運外，其餘三座超高壓變電所皆因與當地居民協商未果，而尚未興建。台北捷運松山線、內湖科學園區、南港軟體園區、信義區及遠雄大巨蛋，將有缺電風險。若該區

域缺電，而需採取限電，則台電將依循台北市政府規劃之緊急供電計畫，排定區域供電順序。而 2013 年 11 月 2 號，雲林土庫變電所則是因意外事故跳電，導致高鐵停駛。

#### **(四) 售電造成之缺電**

在自由電力市場中，發電者與售電者之角色可被區分開，售電者包括電力零售商(retailer)、整合商(aggregator)等。以整合商為例，可透過資訊設備遠端協助電力用戶控管能源。然而，若連繫整合商與發電業者、輸配電業者、電力用戶之資訊系統故障，則可能導致無法遠端遙控電力系統，使電力供給中斷。

了解電力供給面可能缺電之因素後，則應探討影響電力用戶(需求面)缺電成本之重要因素。任何形式之缺電皆可能造成電力用戶損失，然而，缺電種類不同可能影響電力用戶缺電損失多寡。缺電之種類繁多，可分為外在差異與內在差異，茲詳述如下：

##### **1. 外在差異(缺電通知型態)**

缺電種類之外在差異，包括事前是否通知電力用電、於缺電發生時間點多久前通知電力用戶。若電力供給者可於缺電發生前通知用戶，則電力用戶可事前準備，重新規劃用電模式，以降低或避免缺電損失。

電力供給端若係因輸、配、變電過程導致之缺電，通常無法事前通知客戶。舉例而言，2013 年 12 月 4 日晚間於高雄大社石化工業區發生無預警跳電，跳電時間持續三分鐘，起因為高壓迴路遭不明液體揮灑，亦即輸電過程中發生事故導致缺電。

電力供給端若係因為發電問題(包括發電容量不足和能量不足)



而造成缺電，通常可事先通知電力用戶。發電能量不足(如電力燃料不足)時，可採離峰時段限電，影響電力用戶程度較低，總體社會缺電成本亦較少。而發電容量不足，通常發生於每天系統尖峰時段，可事先預警，使電力用戶預先做安排。

此外，事前通知時間距缺電發生時間點之間隔越短(如缺電前一天通知、缺電前 2 小時通知或缺電前 15 分鐘通知等)，亦即電力用戶調整用電模式之時間越短，可能承受之缺電成本越高。

隨資通訊科技(information communication technology, ICT)、智慧電網(smart grid)之發展，電力供給端可即時傳送訊息給電力用戶，而電力用戶亦可委託第三方(third party)協助管理電能，授權其不需事前通知，即可直接卸載部分電力。

## 2. 內在差異

缺電種類之內在差異包括缺電時段(冬季缺電或夏季缺電，尖峰時段缺電或離峰時段缺電)、缺電數量(部分缺電或全部缺電)、缺電持續時間(1 分鐘、1 小時等)、缺電次數(在一定的區間內，缺電之次數)等。

內外缺電種類差異，將影響電力用戶之缺電成本多寡。而缺電成本，可根據四大面向加以區分。

### 1. 按缺電之層次區分

缺電造成之成本可分為三大類，第一類為直接經濟成本(direct economic costs)，包括產量減少、重開機成本、機械設備折損及原物料損壞。第二類為間接經濟成本(indirect economic costs)，包括貨款被延遲支付、因缺電延遲出貨而減少市場份額。第三類為社會影響

(social impacts)，包括健康與安全之毀損。(Munasinghe and Sanghvi, 1988; Targosz and Manson, 2007 ; Wacker and Billinton, 1989)。其中，以直接經濟影響最容易計算，其他各項則估算不易。

## 2. 按缺電之長短期區分

缺電成本依其影響時間的長短，可分為長期缺電成本與短期缺電成本。短期成本係指缺電發生期間，及等待復電期間之成本，包括產能減少、原料損壞、因瞬間斷電導致之設備損壞、再開機成本及資料喪失等。長期成本，則可計算因為電力系統無法滿足電力用戶需求，因此電力用戶自行安裝發電、儲能設備之成本。根據 EPRI (2009)估計，安裝儲能電池之成本為 2,200~2,400 美元/千瓦，壓縮空氣儲能系統(compressed air storage systems)之成本為 800~1,000 美元/千瓦。

## 3. 按缺電用戶種類區分

缺電成本依照受影響之用戶種類可畫分為產業部門(包括產業用戶與商業用戶，亦即台電劃分之電力用戶與表燈營業用戶)及家計部門兩種。前者之電力使用，大多為引申需求(derived demand)或中間消費型態，後者則多半屬於最終消費(final consumption)。

各國於計算缺電成本時，多以此種角度做區分。例如：Praktiknjo et al. (2011)有鑑於德國電力系統未來將大量併入再生能源，故以總體模型估算德國家計單位之缺電成本；Serra and Fierro (1997)、Panya et al. (2010)分別推估智利與泰國產業之缺電成本。本研究亦針對產業缺電成本加以研究，因電力是經濟發展不可或缺之動能，正確的估算產業缺電成本，可提供投資電能設備之資訊，確保電力系統穩定性。亦可做為政府政策之重要參考，例如：核電退場(phase out)等。

更多先進國家案例，本文將於第三節詳細探討。

#### 4. 按缺電價值估算區分

缺電成本依照價值內涵區分為以產值(output value)衡量或以附加價值(value-added)衡量。前者是指一度電生產某產品之產出值(銷售額)，後者指一度電生產某產品，扣除中間投入後之淨價值(附加價值)。

## 二、缺電成本估計的理論基礎與文獻回顧

台灣的產業部門並不存在一個電力市場，可以透過價格的方式揭露電力用戶之缺電成本，因此需要透過不同的計量估計方法來估算產業部門之電力用戶的缺電成本。

廣義而言，產業部門包括工業與商業部門，此二部門之生產過程類似。皆是利用不同之中間投入(原料)，結合土地、勞力、資本等，產出最終財貨(商品或無形之勞務)。這些最終財貨，透過市場皆可以價格衡量。因此，一旦發生缺電，不僅最終財貨減產，中間投入與其他生產要素，亦會受到影響。

就原料部分，若缺電發生可事前通知，則廠商可於適當時機暫停機器進料，以避免造成缺電損失，包括原料本身之毀損、事後清理之成本等。就其他生產要素而言，缺電可能導致機械設備之折損，亦可能造成有害物質外洩，造成人員與環境傷害。舉例而言，2013年12月4日晚間於高雄大社石化工業區發生無預警跳電，受害石化廠因無預警停止電力供應，需全面停止生產線檢查生產設備是否因突然停機受損；2013年2月19日高雄楠梓區中油煉油廠跳電，在確保煉油爐安全考量之下，將煉油廢氣強制排放至高空燃燒，濃煙造

成當地區域空氣汙染嚴重。由此二例可知，是否事前預警或通知限電，對於廠商或在地環境，有重大影響。

另一方面，發生缺電時，廠商皆會發生缺電損失，而缺電損失之多寡主要取決於生產製程是否可彈性調整，亦即生產線是否可安排至其他時段運轉。若生產線為一周七天、一天二十四小時運轉，則任何時段之缺電，皆會造成缺電損失，包括無法創造附加價值及生產要素(機械設備、土地等)閒置成本，則是否事前通知限電或停電，並非影響缺電損失多寡之重要因素。反之，若生產線可完全移轉至非上班日或夜間加班生產(包括投入之原物料亦可完全移轉)，亦即該生產線相對具有彈性，則此時廠商之缺電損失僅需負擔加班人員之費用，部分之缺電損失可避免。

以下將探討四種較常使用，估算產業部門缺電成本之方法。

### (一) 意願調查價值評估法

意願調查價值評估法(contingent valuation method, CVM)，屬於敘述性偏好法(stated preference method)的一種，可用於調查與評估「非市場」物品與勞務。一般而言，執行 CVM 可透過問卷調查，取得電力用戶認定物品與勞務之價值，亦即透過問卷調查電力用戶之缺電成本。(Goett et al., 1988；Wacker and Billinton, 1989；Hartman et al., 1991；LaCommare and Eto, 2006)

問卷調查係指透過問卷(不論紙本郵寄、電子郵寄)或由專員訪問電力用戶，蒐集當發生缺電情況時，用戶可能產生之損失。缺電損失調查項目包括：生產數量減少、再開機成本、產品品質損失(瑕疵率)、原料損壞、機器折耗、趕工加班費、對人員健康影響及環境品質影響等。取得各項缺損失金額後，可加總出缺電成本及平均(或邊

際)缺電成本。

問卷調查之進行，多模擬各式情境以詢問電力用戶。而詢問方式有兩種，包括(1)意願補償(willingness to accept, WTA)，詢問若以現金補償方式，在不同模擬情境下，電力用戶願意接受多少補償以彌補其缺電損失；(2)意願支付(willingness to pay, WTP)，在不同模擬情境下，電力用戶願意支付多少金額，以避免缺電情況發生。(許志義等,1990) 因電力用戶可能不常經歷缺電發生，於問卷調查中可能高估缺電成本。因此，若能將缺電損失調查項目如上述列舉得越詳盡，以分別詢問電力用戶，則可能獲得較精確之數據，最後再予以加總，計算用戶之 WTA 與 WTP。

CVM 亦可結合聯合分析法(conjoint analysis)，以取得更多有用的訊息。研究產品與服務時，透過歸納產品特質，了解哪些產品特質可能獲得消費者青睞。Baarsma and Hop(2009)採用聯合分析法，不僅詢問電力用戶缺電成本，更設計多樣化的模擬情境，讓電力用戶排序(由 0~10，0 指非常不滿意，10 指非常滿意)，藉以揭露電力用戶之偏好，再推估缺電成本。

然而，CVM 仍具有其侷限性，除了調查曠日費時，需要投入大量人力物力外，CVM 可會產生調查偏誤(bias)，包括：(1)假設偏誤：因電力用戶不常經驗缺電發生，因此對於模擬情境無法給予正確缺電成本估算。此可透過改善問卷設計，使電力用戶了解缺電狀況，而可提供較精準之數據；(2)訊息偏誤：因問卷提供之訊息不足，或者不符電力用戶使用經驗，而造成缺電成本估算偏誤。此類偏誤亦可透過增加問卷設計，增加包含訊息而改善；(3)策略偏誤：因電力用戶基於自身利益(如隱藏實際生產成本等)，而提供明顯過高之缺電

成本數據。此種偏誤，可透過與同類型廠商交叉比對，予以二次訪問調查而排除偏誤。

## (二) 生產函數分析法

生產函數分析法(production function approach)係指透過生產函數中，電力投入與產品產出之關係。當電力投入減少，產出值的減少，做為缺電成本之估計值。此種分析法隱含假設電力為生產活動之重要投入，一旦發生缺電，則生產線必定受到影響，並發生損失。

在此種分析法架構下，可運用投入產出模型(IO model)分析產業間各部門因為電力不足而造成之直接與間接影響。投入產出模型可與線性規劃法(linear programming approach)結合，在滿足某些條件下，達到整體(或個體)最大利潤或最小成本之目標。

## (三) 消費者剩餘法

消費者剩餘法(consumer surplus method)係利用需求面用戶之電力需求曲線，估算電力成本。以圖 2.2 解說消費者剩餘法，假設斜線 D 為消費者之電力需求曲線。當價格為  $P_1$  時，則消費者需求  $Q_1$  量之電力。此時，當價格上升至  $P_2$ ，則消費者之電能需求為  $Q_2$ 。因需求曲線代表多增加電力消費之邊際價值。因此，當價格上升時，消費者之總損失為梯形  $ABQ_2Q_1$  之面積，但同時消費者可節約長方形  $ACQ_2Q_1$  之電費，故消費者損失為三角形  $ABC$ 。若因缺電使電力消費量由  $Q_1$  降至  $Q_2$ ，則三角形  $ABC$  即是因缺電損失之消費者剩餘損失。

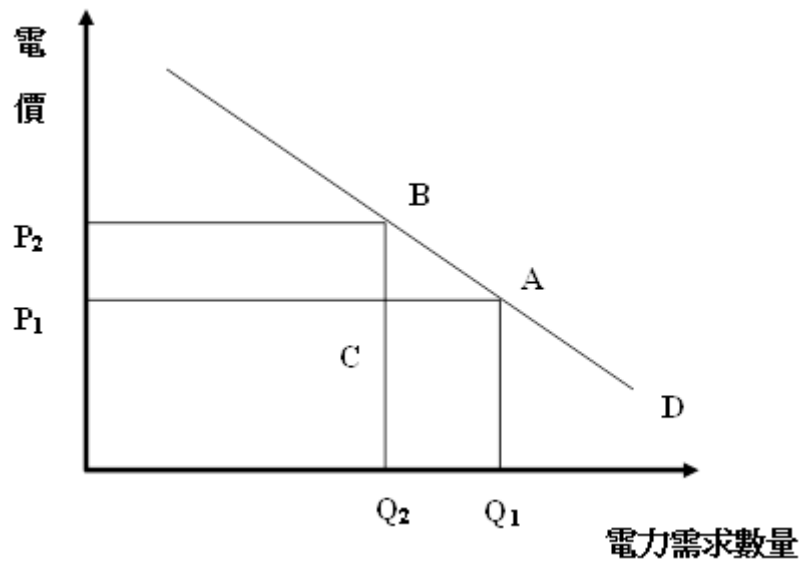


圖 2.2 消費者剩餘法估算缺電成本

Baarsma & Hop(2009)亦是透過需求函數推算缺電成本。但該作者並非估算消費者之電力需求函數，而是消費者對「缺電持續時間」與「缺電頻率」之需求函數，若電力短缺之時間較長、頻率較高，則消費者要求補償之金額較高。以此種推估方式揭露不存在之缺電時間、缺電頻率價格，以表現缺電成本。

#### (四) 備用發電機法

Sanghvi (1982)提倡備用發電機法(back-up system method)，作者指出因備用發電機所費不貲，使用之機率與次數有限，對於追求利潤極大之理性廠商而言，必定衡量購買備用發電機與缺電成本何者較有利，故可做為缺電成本之近似估計值。以此種方法推估缺電成本，係觀察電力用戶揭露之偏好(revealed preference)而得。

然而，此種推估方法雖然簡變，但因不涉及產業差異性、缺電特性，故對於負載管理並無太大助益。再者，隨再生能源發展，未來將有更多具間歇性質之能源併入電力系統，勢必需要增加電力系

統備用發電機、電網級儲能電池等輔助服務(ancillary service)，故此種推估方法，無法精確計算產業缺電成本。

### 三、先進國家探討缺電成本的經驗與政策應用

先進國家之電力系統相對穩定，但 2000~2001 年加州、2002 年挪威、2003 年法國與德國、2008~2009 年南非及 2011 年之日本，皆曾面臨電力短缺。先進國家估算缺電成本已行之有年，不論估計方法、產業結構探討，已有多篇文獻可供台灣參考。茲探討如下：

#### (一) 美國

美國因技術領先、經濟發展，需要穩定之電力系統，故於 1970 年代便投入缺電成本相關研究。Shipley (1972) 進行缺電成本相關研究，並推估全美國之平均缺電成本約為 0.60 美元/度。Telson (1975) 則探討電力系統可靠度(reliability)標準，並以簡單的最大上限估計法(large upper estimate)推算缺電成本。作者計算的方法僅是將缺電區域之工業部門與商業部門產值加總，再除以工業部門與商業部門之用電能量總和，做為缺電成本之最大上限，可能誤差較大。其結果顯示，紐約市之缺電成本為 1.2 美元/度。美國電力研究所(Electricity Power Research Institute, EPRI) (1982) 利用生產函數分析法與消費者剩餘法，推估美國缺電成本約介於 0.12~0.2 美元/度。

Stoll (1989) 開始針對不同部門進行缺電成本研究，估算出美國之產業部門(包括工業與服務業)之缺電成本約為 7 美元/度。Willis and Scott (2000) 則推算工業部門缺電成本介於 0.86~1.59 美元/度、零售業缺電成本介於 3.11~5.11 美元/度。Balducci et al. (2002) 使用加拿大薩斯喀徹溫大學(University of Saskatchewan)之問卷調查結果，以推估美國之缺電成本。該研究結果顯示美國各部門之缺電成本差異極



大。每缺電一小時，美國整體缺電成本約 8.76 美元/千瓦，住宅部門缺電成本為 0.15 美元/千瓦，工業部門缺電成本為 13.93 美元/千瓦，而商業部門缺電成本為 12.97 美元/千瓦。由上述文獻可知，美國不同部門之缺電成本，差異甚大。

除計算每度缺電成本，許多研究則聚焦於計算美國整體缺電損失，以供決策者參考，是否應增額投資於電力供給網路，提升電網可靠度。

EPRI (2001)估算美國 1995 年之缺電損失為 300 億美金，2001 年則增加為 1,190 億美金。LaCommare and Eto (2006)使用由下而上研究架構(bottom-up approach)，將美國分為十大區域，並蒐集各個地區之用電人口、電網可靠度指標、各地區之缺電成本及易受傷性(vulnerability)。電網可靠度指標包含系統平均缺電持續時間指標(system average interruption duration index)與系統平均缺電頻率指標(system average interruption frequency index)，藉以表現電力系統之可靠度。而缺電成本，則係來自美國能源資訊局(U.S. Energy Information Administration, EIA)，分別對住宅部門與產業部門進行之能源消耗調查，並透過消費者損害方程式(customer damage function)推估而得。而易受傷性，則是指有多少用戶具有輔助電力(如儲能設備或發電機)，可免受缺電損失。根據上述資料與由下而上研究架構模型，可推估各地區之缺電成本，再將其加總，以檢視全美國之缺電成本。該研究指出，全美之缺電損失約為 790 億美金，而可靠之估計區間介於 230 億美金至 1,350 億美金之間。該作者亦指出，美國大部分之缺電損失，揭發生於產業部門(包括工業與服務業)，而非住宅部門。

表 2.1 美國缺電成本文獻整理

研究作者/研究年份	研究對象/方法	研究結果
Shipley (1972)。	美國	0.60美元/度
Telson (1975)	紐約市/最大上限估計法(Large Upper Estimate)	1.2美元/度。
EPRI (1982)	美國/生產函數分析法與消費者剩餘法	0.12~0.2美元/度
Stoll (1989)	美國	產業部門7美元/度
Willis and Scott (2000)	美國	工業部門缺電成本介於0.86~1.59美元/度、零售業缺電成本介於3.11~5.11美元/度。
Balducci et al. (2002)	美國/問卷調查法	每缺電一小時，美國整體缺電成本約8.76美元/千瓦，住宅部門缺電成本為0.15美元/千瓦，工業部門缺電成本為13.93美元/千瓦，而商業部門缺電成本為12.97美元/千瓦。
EPRI (2001)	缺電損失	1995年：300億美金 2001年：1,190億美金
LaCommare and Eto (2006)	美國/由下而上研究架構(bottom-up approach)	230億美金~1,350億美金

資料來源：本研究整理。

Reichl et al. (2013) 指出歐洲之電力系統，面臨三大主要結構性轉變，包括(1) 歐盟根據指令 2003/54/EC 規定歐洲各國之電力市場應鬆綁，並解除相關法制限制；(2) 歐洲各個國家積極提高再生能源發電比例，大幅增加電網系統之不穩定性；(3) 歐洲皆為已開發國家，對於電力消費之預期成長，需建置相應之裝置容量或尋求創新之解決方法。因此，許多歐洲國家，開始投入國內缺電成本之估算

研究。以下將探討三個歐洲國家近年缺電成本之研究成果：

## (二) 西班牙

Linares and Rey (2013) 透過生產函數分析法，估算西班牙不同部門與不同地理區域之缺電成本。作者估算之部門包括住宅部門、商業部門及工業部門，並分析三部門缺電成本與部門特性之關係。

該文章作者估算各部門之毛附加價值(gross value-added, GVA)，商業部門與工業部門皆可直接計算毛附加價值，而住宅部門則以休閒時間(leisure time)推估其毛附加價值。接著，以 GVA 除以各部門之用電度數(kWh)，推估缺電損失(value of lost load, VoLL)，亦即未供給一度電所短少之生產價值。此種推估方法，僅計算因缺電導致之直接生產短缺，而並無納入間接成本或社會成本。其研究結果顯示，住宅部門、商業部門及工業部門在完全缺電情況下，缺電成本分別為 8.11 歐元/度、8.47 歐元/度、1.38 歐元/度。

作者認為，不同部門因特性不同，使用生產函數分析時，可能高估。假設住宅部門 70%之 GVA 受到缺電影響(缺電時，住宅用戶可從事其他不需電能之活動)、商業部門 80%之 GVA 受到缺電影響，而工業部門因移轉用電不易，故仍有 90%之 GVA 受到缺電影響。在此情境假設下，住宅部門、商業部門及工業部門之缺電成本分別為 5.67 歐元/度、6.77 歐元/度、1.24 歐元/度。

此外，作者比較以 VoLL 推算之缺電成本與其他國家以問卷調查取得之缺電成本，發現有兩大差異。第一，以生產函數法推算住宅部門之缺電成本較問卷高。可能因問卷調查中，住宅用戶係以電價做基礎推估缺電成本，而生產函數推估方法係以客觀之工資水準推估休閒成本做為住宅部門之 GVA 損失，因此以問卷法得到之住宅部

門缺電成本較低。第二，以生產函數法規算工業部門之缺電成本較商業部門低許多(相差約四倍)，而問卷調查法中，此二部門之缺電成本相差不遠。作者提出之解釋為，因生產函數法僅計算因缺電造成之生產損失，可見工業部門可能因缺電成本而產生可觀之間接成本與社會成本。

### (三) 奧地利

Reichl et al. (2013) 分別使用不同方法，推估奧地利住宅部門、非住宅部門之缺電成本。針對住宅部門，作者採用 CVM 方法，以問卷調查方法推估缺電成本；針對非住宅部門，作者採用生產函數分析法推估缺電成本(即 VoLL)。此外，作者並不直接詢問非住宅部門用戶 WTP 或者 WTA，但仍然進行詳細之問卷調查，詢問參與調查之非住宅部門用戶，詳細提供包括員工人數、員工年齡、員工性別結構、員工居住地離工廠之距離、員工教育程度等資訊。

該研究推估，奧地利非住宅部門之缺電成本介於 0.7 歐元/度~ 9.9 歐元/度之間，每缺電一小時之損失介於 0.1~10.4 百萬歐元。此外，作者進行相關迴歸分析(被解釋變數為 VoLL)，結果顯示「是否事前通知缺電」與「員工年紀」，對於缺電成本之影響在統計上並不顯著；而「季節」「停電區域」「員工性別」「員工教育程度」「家庭所得」則為統計上高度顯著之變數。作者並未進一步解釋此些變數統計上影響缺電成本之可能原因或隱含意義，但認為此些變數，可能可描繪廠商之結構等。

此外，作者針對非住宅用戶，進行敏感度分析。分別組合不同變數，包括季節(冬季、夏季)、尖離峰(上午十點或晚間十點)、停電持續時間(1 小時或 12 小時)，共設計 8 種不同情境，並推算出各種

情境下之缺電成本。敏感度分析中，可發現 VoLL 與停電持續時間有顯著負相關，亦即停電時間越長 VoLL 越小。

#### (四) 荷蘭

Baarsma and Hop (2009)結合 CVM、聯合分析法(conjoint analysis)與消費者剩餘法，推估荷蘭住宅用戶與產業用戶之缺電成本。作者為區分季節對於缺電成本之影響，分別於不同季節(夏季、冬季)，共挑選三個月進行問卷調查，發現缺電成本於不同季節並無顯著差異。該研究共回收 12,409 個住宅用戶樣本與 2,481 個產業用戶樣本。

問卷調查中，不僅詢問電力用戶缺電成本(包括 WTA 與 WTP)，更設計多樣化的模擬情境，以小卡片方式呈現，讓電力用戶排序(由 0~10，0 指非常不滿意，10 指非常滿意)，借以揭露電力用戶之偏好。作者之情境分為兩大組，第一組為單一缺電(single-outage)情境，此情境卡片中描述缺電持續時間(30 秒、5 分鐘、15 分鐘、30 分鐘、1 小時、2 小時、4 小時、12 小時、1 天)、於星期幾停電(工作日、週末、國定假日)、停電時段(早上、下午、傍晚或晚上)、是否事前通知缺電(是或否)、電費折扣(0~15%之折扣)，共 136 種排列組合。單一缺電情境，是為揭示「缺電時間相關變數」對於缺電成本之影響；第二組為複缺電(multiple-outage)情境，此情境卡片中描述固定停電兩小時之前提下，一年內之停電頻率(1 次、2 次、4 次、6 次、12 次)與電費帳單變化(增加 50%~減少 25%)，共 60 種排列組合。重複缺電情境，是為揭示「缺電頻率」對於缺電成本之影響。

作者透過問卷調查得到 1~10 之排序(rating mark)，此排序為不同情境組合特性與社會變數組成之迴歸式，求得 log 形式之缺電特性矩陣。並透過此矩陣，求得消費者電力需求函數，以推估缺電成本。

作者之研究結果顯示，住宅用戶之平均缺電成本為 2.8 歐元/度，產業用戶之平均缺電成本為 33.10 歐元/度，若四年內停電兩個小時，則荷蘭整體平均缺電成本約為 5 千萬歐元。

### (五) 其他歐洲國家缺電成本綜合比較

除上述歐洲國家外，本研究亦蒐集其他歐洲國家缺電成本研究文獻，並進行綜合比較表格如下。可發現使用成本函數推估法估算之缺電成本，工業部門之缺電成本皆遠比住宅部門低，相關討論詳見本節西班牙之文獻探討部分。

表 2.2 歐洲國家缺電成本研究相關文獻

研究 國家	研究作者/ 研究年份	研究方法	研究結果 (單位：歐元/度)
西班牙	Linares and Rey (2013)	成本函數推估法	住宅部門：8.11 商業部門：8.47 工業部門：1.38
奧地利	Reichl et al. (2013)	CVM、成本函數推估法	非住宅部門：0.7~39.9
荷蘭	Nooij et al. (2007)	成本函數推估法	住宅部門：16.38 商業部門：7.94 製造業部門：1.87
	Baarsma and Hop (2009)	CVM、聯合分析法	住宅部門：2.8 非住宅部門：33.1
愛爾蘭	Leahy and Tol (2011)	成本函數推估法	住宅部門：24.6 商業部門：14 工業部門：4
義大利	Bertazzi et al. (2005)	CVM	住宅部門：10.8 非住宅部門：21.6

資料來源：本研究整理

#### 四、我國探討缺電成本的經驗與政策應用

台灣有關缺電成本之研究，過去共進行三次主要之缺電成本調查，各約間隔十年左右。詳如表 2.3 所示。

表 2.3 台灣過去產業缺電成本研究比較

	1990 年	1999 年	2011 年
研究方法	市場調查法(親訪調查與郵寄問卷)	市場調查法(郵寄問卷，5001kw以上採普查)	市場調查法(親訪調查與郵寄問卷)
研究對象	第一次調查針對特高壓用戶，第二次調查針對契約容量 1,000kw以上製造業用戶。	涵蓋住宅部門、工業部門、服務業部門	幾乎涵蓋全台各部門，包括表燈非營業(住宅部門)、表燈營業(多為商業部門)及電力用戶(再區分為低壓、高壓及特高壓用戶)。
調查內容	事前通知，分別停電 248小時；無通知停電，分別停電1分鐘、2小時、3小時。	產業部門無通知停電，分別停電1分鐘、15分鐘、30分鐘、1小時以上。	事前通知，分別停電 1~30分鐘、30分鐘~2小時、2~4小時、4~6小時、6小時以上。
缺電成本推估方法	採用變異數、共變數及迴歸統計分析，算出缺電比率、時間及損失，再進行成偶或對比推測檢定，算出各產業缺電成本。依各產業負載占比加權平均，算出全產業缺電成本。	先出算出用電負載，並採用一般敘述統計。	採用線性規劃投入產出模型，分析整體經濟缺電成本。
缺電成本研究結果	第一次調查64.8元/度；第二次調查 78.3元/度。總體經濟模型推估為11.18元/度。	工業部門118~690元/度；服務業部門 20~353元/度。	工業部門87~1,530元/度。總體經濟模型推估為15.9元/度。

資料來源：參考楊豐碩、陳士麟、林師模等(2011)。

許志義等(1990)針對台灣產業，在 1989 年進行兩次缺電成本問卷調查。第一次針對特高壓用戶進行問卷調查，調查內容分為事前

通知，停電持續時間為 2、4、8 小時，停電深度為 20%、40%、80%；事前無通知，停電持續時間為 1 分鐘 1 小時、2 小時、3 小時等，估算產業之缺電成本。計算範圍包括產能減少量、成本受損比率、因停電需額外支出之人事費用(如加班趕工等)、再開機費及其他損失。第二次調查對象為契約容量 1,000kw 以上之工業用戶，調查內容相同。分別求出特高壓產業之缺電成本為 64.8 元/度，契約容量 1,000kw 以上之工業用戶缺電成本為 78.3 元/度。此外，除透過問卷調查取得缺電成本數據外，亦透過直線性投入產出法估算整體經濟缺電影響，平均缺電成本為 11.18 元/度。

張建隆、林正義、吳再益等(2002)於 1999 年進行缺電成本調查，該次調查僅針對特高壓用戶，且亦無使用經濟模型推估平均缺電成本，故無法與其他兩次調查相互比較。

楊豐碩、陳士麟、林師模等(2011)透過問卷調查法，擴大缺電成本調查範圍，涵蓋台灣表燈非營業、表燈營業及電力用戶之缺電成本。且調查內容擴充，區分為事前通知與不通知。若分別停電 1~30 分鐘、30 分鐘~2 小時、2~4 小時、4~6 小時、6 小時以上共分十種情境。其推估結果顯示，若事前通知，全國用戶平均缺電淨損失約 35~1,566 元/度，工業區平均缺電淨損失約 45~1,043 元/度；若事前無通知，全國用戶平均缺電淨損失約 98~1,900 元/度，工業區平均缺電淨損失約 126~1,574 元/度。不通知之缺電淨損失高於事前通知之缺電淨損失，且全國用戶平均之缺電淨損失高於工業區用戶之平均缺電淨損失。此外，除透過問卷調查取得缺電成本數據外，亦透過直線性投入產出法估算整體經濟缺電影響，平均缺電成本為 15.9 元/度。此外，該研究特別調查科學園區(多為精密工業，且生產線為



24 小時運作)之缺電成本，若事前通知，則缺電成本低，僅 0~172 元/度。然而，若事前無缺電通知，則缺電成本介於 11~2,324 元/度。比較 1990 年與 2011 年之缺電成本調查結果，可發現台灣產業之缺電成本較過去高，可能之原因為產業轉型，仰賴電力投入。

綜合而言，過去台灣估計缺電成本的研究，多採用問卷調查的方式對用電戶進行問卷調查。以問卷調查方式進行缺電成本的估計，其優點是可以廠商實際接觸，取得的第一手資料亦相對較符合現實狀況。另外在理想狀況下，透過問卷調查也可以區分不同時間（如尖、離峰）或是不同停、缺電狀況（如停電持續時間、每年停電次數或有沒有事前通知）下的缺電成本。

但是以問卷調查法進行缺電成本的估計，其調查成本相對很高，且問卷回收必須花費較長的時間，甚至可能出現問卷回收狀況不如預期。除此之外，即使順利回收所發放的問卷，也有可能造成廠商隱瞞（高估）其缺電成本，或是因為廠商未經歷停、缺電，而無法正確估計其缺電成本，造成統計上的誤差。

本研究採用生產函數推估方式及配合 CGE 數量模型實證模擬對我國產業部門的缺電成本。其優點在於總體產業資料取得相對容易，與問卷調查法相比，本研究所花費的成本相對較低。而且以 CGE 模型進行缺電成本的估計，亦可模擬多種總體政策之情境衝擊，進一步觀察生產鏈上下游之波動，以及相關總體參數（如物價、就業率、薪資等）的變化。

然而，使用 CGE 計量模型進行缺電成本的估計，可能與實際問卷調查之結果有所差異，亦即相對較不易掌握用電戶之實際停、缺電狀況，仍需根據實際情況進行校準。除此之外，由於 CGE 模型考

量的是整體產業間的互動（含直接與間接效果），對於各產業部門之停、缺電特性無法進行細部探討，如缺電頻率、缺電持續時間等。表 2.4 為本研究所採取之缺電成本估計方式與過去我國估計缺電成本研究的比較。

表 2.4 缺電成本估計方法比較

	1990年 - 2011年 缺電成本調查	本研究計畫
方法	問卷調查法	生產函數推估法
優點	可與廠商接觸，取得第一手調查資料。 可區分尖離峰之缺電成本。	總體資料取得相對容易。 可模擬多種總體政策衝擊情境，觀察生產鏈上下游之波動。
缺點	調查成本高，花費時間較長。 廠商可能隱瞞或未經歷缺電，而無法提供正確缺電成本，造成統計偏誤。	以生產函數推估缺電成本，可能與實際問卷調查之結果有差異，需根據實際情況校準。 無法針對各產業部門缺電特性進行細部探討，如缺電頻率、缺電持續時間等。

資料來源：本研究整理

## 五、缺電成本政策意涵及分級電價新趨勢

穩定的電能已成為各國經濟發展不可或缺之基礎。計算缺電成本旨在揭露每次缺電，所造成之整體社會損失。而此些訊息，對於決策者極富價值，可分為兩面向探討。

### (一) 作為電源開發最適規模與最適可靠度之規劃基礎

一般而言，興建電廠、輸配電網等相關建設之前置時間長，且需投入高昂資金。加上近年民眾環保意識高漲，取得建廠土地不易，使得興建電廠需要之經濟成本極高。若貿然大量投資興建電力網路，使電力網路可提供之實質效益小於興建成本，則表示資源配置

無效率、投資過多。而電廠之實質效益，應以機會成本計算，亦即若該電力網路無法發揮功效時(缺電情況下)，可能造成之整體社會損害(缺電成本)，因此，正確的缺電成本之估算，可做為電源開發最適規模之參考依據。

## (二) 作為電力市場設計分級電價之規劃基準參考

對電力用戶而言，缺電成本高(亦即缺電容忍度相對較低)之電力用戶，當電力供給匱乏時，較願意付出較高之價格購買電能，或願意投資較多資金以避免電力中斷。也就是說可以藉由缺電成本的高低，規劃電力用戶所能接受的分級電價方案。

## 六、分級電價規劃方案之意義與概念

本章將根據前一章缺電成本理論，進一步探討分級電價(priority pricing)理論、相關文獻回顧及其未來應用之趨勢。電力市場中之缺電成本，通常可反映消費者對於電力產品之主觀價值，如調查消費者之願付價格(willingness-to-pay)。根據缺電成本研究，電力市場參與者，可根據消費者之主觀價值，給予電力差別取價，提供具品質差異性之電力產品。本研究首先將探討電力產品之差異化特性，並回顧分級電價之相關文獻，探討分級電價之意涵，並檢視美國、日本與歐洲之分級電價實施經驗。

### (一) 分級電價之理論基礎與文獻回顧

一般而言，電能開發幾乎無法符合最小成本(least cost)法則，係因電能具有其特殊性質，包括：(1) 電能無法經濟性的大規模儲存<sup>3</sup>，

---

<sup>3</sup> 美國為致力於發展電網級儲能系統(Energy Storage System, ESS)的國家之一，然而，根據美國能源部(US Department of Energy)2013年統計報告顯示，目前美國電網級儲能量僅有 24.6GW，約為整體電網產能之 2.3%。其儲存方式，約有 95%為抽蓄水力(pumped storage hydro)。

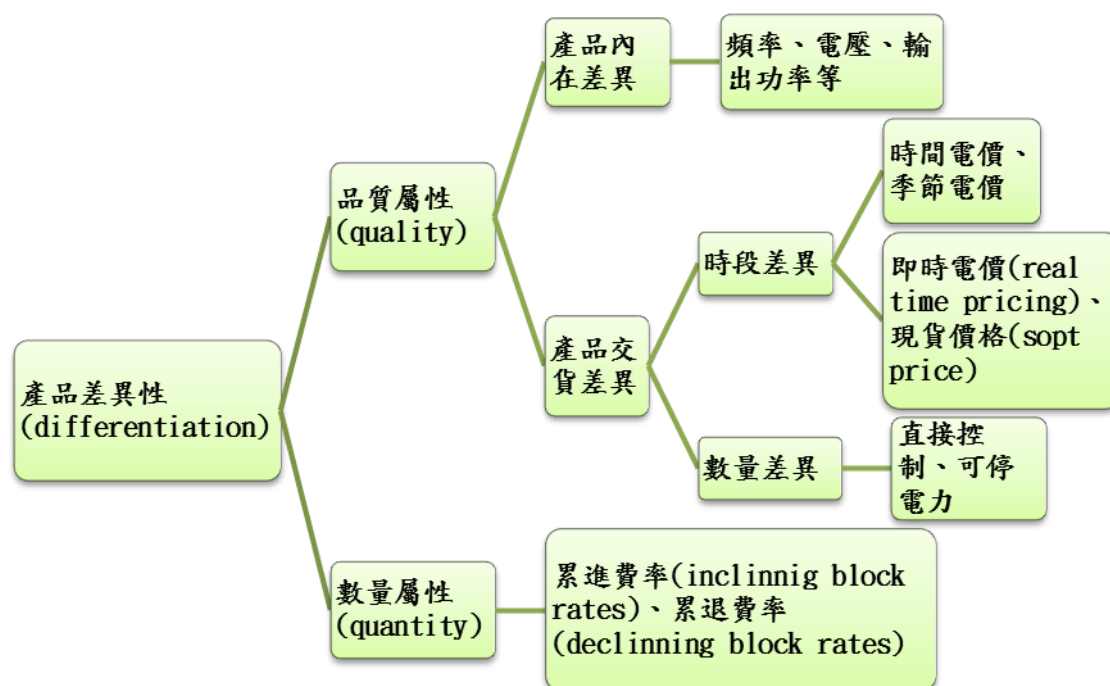
電能具有即產即銷特性；(2) 現代生活與生產皆仰賴電能，且電能並無相近之替代品(substitution)；(3) 缺電可能之原因中，包括天然災害與人為疏失等不可預期因素，增加缺電之不可預期性；(4) 隨環保意識高漲，鄰避效應(not-in-my-back-yard, NIMBY)使土地取得不易，除新電源開發不易之外，興建電廠亦曠日費時。

正因電力之特殊性質與一般財貨有極大差異，故電價之制定是否應依循一般財貨價格，交付市場決定，仍多有討論。目前，不論國內外公用事業之電價制定，多採成本加成法(cost-plus pricing)或價格上限法(price cap)。係指考慮最小生產成本後，「加成」其他非生產成本(如電業投資發電設備之風險、備用容量維持之管理費用等)，及合理利潤，以做為電力之價格。

長期以來，電業皆屬於獨占事業(monopoly)，直至 1980 年代末，英國引領電業自由化風潮，各國亦紛紛投入電力市場改組(reform)與解除管制(deregulation)。電力市場競爭化，改變電力公用事業多提供「單一品質無差異」產品之普遍情況。加上能源資通訊系統之迅速發展，使得各電力市場參與者(包括發電端、配電公司、零售商等)可提供「具品質差異化」之電力產品。Chao et al. (1986)指出，電力市場參與者可根據不同電力品質，將電力服務區分為不同層級，並分別訂定不同之電力價格，即為分級電價(priority price)。

Chao (1987)提出經濟模型，將電力產品根據品質，以電力可靠度(reliability)代表，進行產品差異化(differentiate)分析。並證明透過分級電價進行電能分配(rationing)，將比固定電價下之隨機分配(random rationing)更具效率。Todd and Oren (1993)將電力公司提供之「提前通知」缺電，納入產品差異化之分級電價模型分析架構之中。

其結論證明，是否提前通知電力用戶缺電時間，將影響不同社會最適分配與分級電價費率結構。陳澤義(1994)提出電力商品可根據許多不同電力特性(attribute)進行商品差異化，並搭配相應之分級電價，如圖 2.3 所示。



資料來源：參考陳澤義(1994)。

圖 2.3 產品差異化與分級電價之關聯

產品差異化可分為兩大類，一為數量屬性，一為品質屬性。第一類為數量屬性，係指根據電力用戶之用電量訂定費率，例如累進電價費率(inclining block rate)與累退電計費率(declining block rate)。此種數量屬性之分級電價方案，並不需安裝先進設備，故大多數國家之電力公司，皆採用累進電價費率，例如台灣與美國。美國於 1978 年，於公用事業管制政策法案(Public Utility Regulation Policy Act, PURPA)之第 111 段中，禁止公用事業採用累退費率，以避免鼓勵民眾多用電。

第二類為品質屬性，又可區分為產品內在差異與產品交貨差異。內在差異即是電力產品可量測之本質與狀態，例如電壓、頻率、輸出功率等電力之物理性質。為維持電網之穩定，避免減損電力器材壽命，減損電網電能耗損，電能之內在性質，多由政府相關單位制定嚴格規定，如電網頻率應維持於 60 赫茲(Hz)。因此，在政府法令規定下，內在性質於傳統之電網中，應已屬「同質」。然而，隨再生能源發展，當具有間歇性質(intermittency)之再生能源併入電網中，即可能造成電網之電壓、頻率、輸出功率等受到影響。雖近年隨資通訊技術發展，智慧電網已具備自動平衡電壓、自動最佳化調整，並朝自我修復電網(self-healing grid)之目標邁進，尚無法完全解決再生能源之間歇性問題。故電力使用者於採購綠色電力(100%由再生能源產生之電能)時，勢必將其內在差異納入決策考量。

電力產品交貨差異，係指電力產品交付於消費手中之狀況，可進一步區分為交付時段與交付數量。交付時段為重要產品差異化之特性，例如：交付時段為離峰或尖峰、白日或夜晚、夏季或非夏季，甚至可區分至每小時或每分鐘等。如第壹章提及，當電力系統因發電容量不足而有缺電風險，電力公司通常可事先知道，以利安排。故電力交付時段與電力系統緊澀時段緊密連結，電價之制定方式亦較多樣化。該分級電價之基本制定概念，係將電力系統緊澀時段，予以訂定較高之電力價格，若電力用戶偏好穩定之電力供應(亦即電力品質較高)，即便價格較高，亦會購買電能。反之，電力用戶偏好較低之電力品質服務，則會避免於高價時段購買電力。

早期受限於電表等硬體設備，電力公司多推出不需安裝智慧電表亦可施行之季節電價與時間電價(time-of-use, TOU)方案。電力用戶

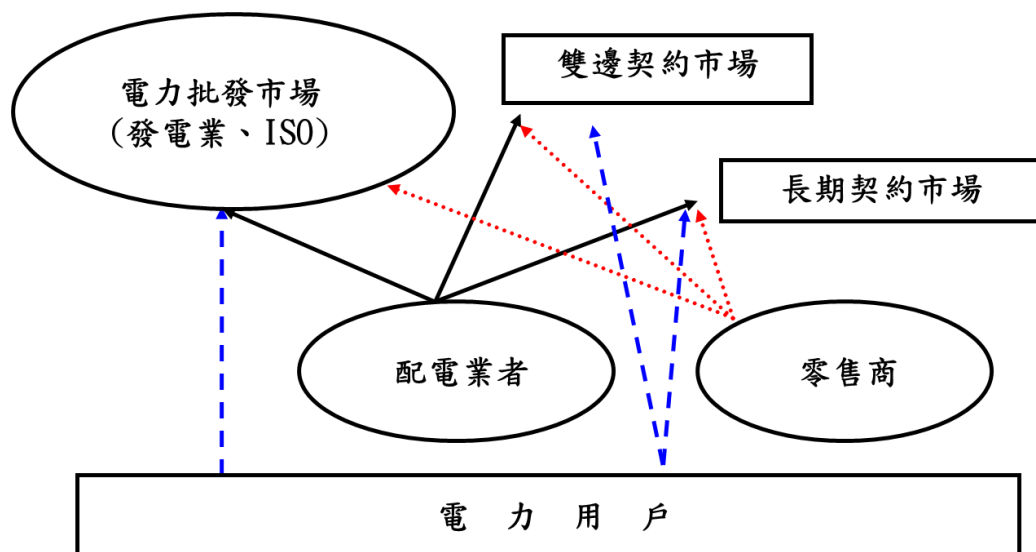
可根據不同時段之價格，自由選擇用電量。例如，電力用戶於尖峰時段(peak hour)抑低用電，或將原於尖峰時段之用電量移轉至離峰時段(off-peak hour)使用，以降低電費支出。隨先進讀表基礎建設(advanced metering infrastructure, AMI)之完善，智慧電表(smart meter)之普及，電力公司亦推出關鍵尖峰電價(critical peak pricing, CPP)與即時電價(real time pricing)等，供不同需求之消費者選擇。

另一電力產品交貨差異為電力交付數量，例如：電力公司係完全交付電力、交付部分電力(即部分缺電)或完全不交付電力(即缺電)，均影響電力用戶之生產行為。該類分級電價之基本制定概念，係於電力系統緊澀時段，電力公司提供一定回饋(rebate)、補償(compensation)或電費折扣，以吸引電力用戶於該時段抑低用電。若電力用戶偏好穩定之電力供應(亦即電力品質較高)，即便回饋與電費折扣優渥，仍會於該時段購買電能。反之，電力用戶偏好較低之電力品質服務，則因回饋與電費折扣，避免於電力系統緊澀時段購買電力。

台灣已有供產業使用之分級電價方案，可分為狹義與廣義之分級電價方案。狹義之分級電價方案，包括直接控制(direct load control)、可停電力方案(interruptible service)。台電於2012年12月修訂之「減少用電措施」中，針對契約容量500kw以上大用戶或100kw以上高壓用戶，提出「計畫性減少用電措施」與「臨時性減少用電措施」方案各四種，皆屬於可停電力方案範疇。廣義之分級電價方案，則包括二段式時間電價與三段式時間電價供選用。除分級電價外，台電公司亦提供「經常用電備用電力」、「自用發電備用電力」及「合格汽電共生備用電力」方案，供偏好供電穩定之電戶選用。

FERC (2008) 將廣義之分級電價通稱為需量反應(demand response, DR)，由電力用戶自由參加電力公司所提供之需量反應方案，包括時間基礎(time-based)需量反應方案；以及誘因基礎(incentive-based)需量反應方案。惟目前我國電力市場並未自由化，需量反應實難以普遍實施，因此該部分不在本研究的討論之中。

Woo et al. (2014) 進行電力產品差異化之文獻回顧，該文章根據過去之文獻研究，認為產品差異化的確適用於電力市場。而產品差異化之概念，亦為電力市場服務、電網操作，帶來更高之效益。尤其全球普遍之電力市場皆邁向電力市場自由化，於活絡之自由化電市場中(如圖 2.4)，產品差異化可為整體社會帶來更高之效益。



資料來源：參考 Woo et al.(2014)

\* 零售商除一般售電業者外，亦包括能源服務公司(Energy Service Company, ESCO)與整合商(agggregator)。

圖 2.4 自由化電力市場架構



電力市場上中下游脫離垂直整合，故活絡且複雜之市場，將增加分級電價之可應用性。於傳統垂直整合之電力市場中，電力用戶僅能向公用事業購買電能；而自由化之電力市場可分為發電端(generators)、獨立系統操作者(independent system operators, ISOs)、在地配電公司(local distribution companies, LDCs)與零售商(retailers)，消費者可自由與任一發輸配售電業者購買電能，此亦代表廣義分級電價可發生於任一交易階段。舉例而言，配電業者可進入電力池(power pool)或雙邊市場(bilateral market)進行電能批發買賣，一般而言，簽訂雙邊契約之買賣雙方，屬於較穩定之電力供應，配電業者亦可進入一日前市場(day-ahead market)買賣電力。若輸電發生壅塞(congestion)，則可至電能平衡市場(electricity balancing market)交易，此時配電業者就需負擔較高之批發電力費用。為避免壅塞，取決於對電力可靠度之偏好，配電業者或零售商可至長期契約市場購買長期實體輸電權(physical transmission rights, PTR)，以確保每一時段之電力穩定。此外，零售商因資通訊技術發達，將以更多不同形式進入電力市場交易，包括能源服務公司(energy service company, ESCO)、整合商(aggregator)。此些零售商可提供多元之需量反應方案，並將參與方案之電力用戶包裹進入電力平衡市場。

長期以來，電業在我國皆屬於獨占事業(monopoly)，從經濟學原理而言，獨占廠商具有價格決定的能力。唯因為台電公司乃屬國營企業，因此，其電力價格的訂價方式，不應以利潤為唯一條件，而必須兼顧產業發展與社會責任。

現行我國的分級電價制度多採時間電價的模式，且分級電價的方案亦容易產生不公平交叉補貼的疑慮。其基本質疑點為：民生用

戶補貼工業用戶；小用戶補貼大用戶。對國營獨占廠商而言，對於不同消費者族群，訂定不同價格實為可解輿論疑慮方式之一。

綜上論述，根據電力用戶對於不同電力品質之偏好，電力市場參與者可根據電力數量屬性、電力性質差異、電力交付差異等，推出具產品差異化之電力商品，並根據差異性採取分級電價(或稱需量反應方案)。而文獻亦指出，採取分級電價(或稱需量反應方案)，將對於社會效益有所提升，值得推廣。

## **(二) 先進國家實施分級電價制度之模式、現況與趨勢**

### **1. 美國**

美國之電力市場已全面自由化，本研究將以加州地區為例，探討公用事業針對產業用戶所提出之需量反應方案。加州有三大公用事業，分別為太平洋瓦斯與電力公司(Pacific Gas and Electric Company, PG&E)、南加州愛迪生電力公司(Southern California Edison, SCE)及聖地牙哥瓦斯與電力公司(San Diego Gas & Electric Company, SDG&E)。然而，SCE 針對產業用戶(除農業用戶)共提出 11 種需量反應方案，並涵蓋其他兩間公用事業所提出之方案。11 種需量反應方案包括：

#### **(1) 自動需量反應 (Automated Demand Response, Auto-DR)**

電力用戶參與 Auto-DR 方案前，必須事先安裝相關設備，然而，只要電力用戶符合 SCE 之條件，即可免費安裝或減免設備安裝費用。當加州獨立系統調度者(California Independent System Operator, CAISO)預測加州地區之電力系統緊澀，將發出訊號予電力公司，此即事件(event)發生。而 SCE 則透過網際網路(Internet)，將 event 之訊號傳入電力用戶之自動控制系統(即能源管理系統)。根據電力用戶自

行設定之電力抑低量，自動控制系統將自動卸載。

## **(2) 時間電價基礎之可停電力方案(Time-of-Use Base Interruptible Program)**

此種可停電力方案較適合具備生產彈性，且最低契約容量為 200kW 之企業電力用戶才可選用。當 CAISO 發出 event 訊號時，SCE 亦將同時發出 event 訊號給參與之電力用戶，而用戶有 15 分鐘或 30 分鐘進行用電調整。亦即 SCE 於抑低前 15 或 30 分鐘前通知電力用戶，事前通知時間之長短可由電力用戶自由選擇，其獲得之回饋多寡不同。該方案中，每日最多 1 次 event，每次最多抑低 6 小時。一個月內最多 10 次 event，全年總抑低時數則介於 6 小時至 180 小時之間。然而，每次之抑低數量至少為電力用戶總用電量之 15%，若電力用戶無法及時抑低電量或抑低電量未達 15%，則 SCE 將額外收取費用。

## **(3) 容量投標方案(Capacity Bidding Program, CBP)**

CBP 為雙重誘因之彈性需量反應方案，方案以一年為一週期。參與方案之電力用戶需投標「可抑低容量」，並提報給 SCE。當 CBP event 發生，SCE 將透過傳真、電話或電子郵件方式，於前一天或當天通知客戶，此時電力用戶需達成投標之抑低量。因產業隨淡旺季不同，可抑低之容量亦不同，故參與 CBP 之電力用戶，每個月有一次重新投標可抑低容量之機會。然而，該月份若無 CBP event 發生，參與 CBP 之電力用戶仍可獲得容量給付(Capacity Payment)，以獎勵對於該方案之參與。若當 CBP event 發生，且電力用戶確實抑低投標量，則可獲得能量給付(Energy Payment)。

## **(4) 需量投標方案(Demand Bidding Program, DBP)**

DBP 為網路基礎(Internet-based)之投標方案，電力用戶每個小時

皆可於網路上投標可抑低量。然而，投標之抑低量需提前兩個小時於 SCE 之投標網站上提出，例如：現在為下午一點，DBP 參與者則可開始投標下午三點之可抑低量。當 SCE 接受該投標，將以電話通知參與者可開始抑低用電量。DBP 並無懲罰機制，即使未達成抑低量，亦不會有額外罰金。SCE 提供多個參與 DBP 方案之成功案例，其中包括南加州之歐文公司(The Irvine Company)，一年節約 130 萬美元之電費支出。

#### **(5) 整合管理組合方案 (Aggregator Managed Portfolio (AMP) Program)**

電力用戶可售權第三方，協助管理企業之能源，亦可參與整合商提供之 AMP。每間整合商提出之 AMP 內容皆不同，電力用戶可選擇對自己較有利之方案。當電力用戶與整合商簽訂契約後，SCE 將不負責支付相關補償或回饋。目前，SCE 共有五家合作之整合商，分別為 Constellation Energy、Energy Curtailment Specialists, Inc.(PowerPay)、Energy Connect、EnerNOC, Inc.及 North America Power Partners。

#### **(6) 關鍵尖峰電價方案 (Critical Peak Pricing, CPP)**

SCE 提供之 CPP 方案，僅於夏月(6 至 9 月)適用。於夏月間，共有 12 次 CPP event 發生，每次 SCE 皆會提早一天通知電力用戶。每次 event 皆需抑低下午 2 點至下午 6 點，共四個小時之用電。該用電時段之電價極度昂貴，若電力用戶無法即時調整用電，將可能支付更高之電費。因此，電力用戶參與 CPP 方案，SCE 公司提供 12 個月之電費保障，亦即電力用戶最多支付以原電價方案計算之電費，而無須支付 CPP 之極昂貴電費。亦即參與 CPP 方案之電力用戶，有 12 個月調整用電之過渡期。

### **(7) 選擇性投標強制卸載方案 (Optional Bidding Mandatory Curtailment, OBMC)**

若電力用戶為具有卸載彈性，則可加入 OBMC 方案。若電力用戶加入該方案，當電力系統緊澀，發生輪流限電(rotating outage)情況時，電力用戶將可豁免，亦即該電力用戶有優先輸電權。做為交換，電力用戶於輪流限電期間，需抑低 15%之電力。以 OBMC event 發生回溯十天，以這十天之平均用電為基線(baseline)，並於事件發生時抑低 15%。然而，OBMC event 可能發生於平日或假日(含周末與例假日)，若事件發生於平日，則往回追溯十天平日用電，取其平均值為基線；若事件發生於假日，則往回追溯十天假日用電，取其平均值為基線。此方案之加入門檻較高，電力用戶提出申請該方案，仍需經過 SCE 之審核，評估該電力用戶於輪流限電期間之卸載能力。OBMC 有高昂之懲罰規則，若電力用戶無法抑低 15%用電，則超額用電(未達 15%之部分)每度電以 6 美金計價。

### **(8) 夏季折扣方案(Summer Discount Plan)**

參與夏季折扣方案之電力用戶，亦即授權 SCE 自動控制空調之循環系統。SCE 將免費於電力用戶之中央空調設備中，安裝遠距遙控之「循環」裝置。在 CAISO 發出系統警報、電力批發價過高、安全測試等情況下，SCE 將自動調整電力用戶之空調循環。

電力用戶可自由選擇參與程度，該方案提供三種參與程度供選擇。第一，「節省最多(Maximum Savings)」型，當 event 發生時，SCE 將 100% 關閉空調系統，每天上限六小時；第二，「最超值(Good Value)」型，當 event 發生時，SCE 將每 30 分鐘關閉空調系統 15 分鐘，每天上限六小時；第三，「最大舒適度(Maximum Comfort)」型，當 event 發生時，SCE 將每 30 分鐘關閉空調系統 9 分鐘，每天上限六小時。

該折扣方案之回饋計算方式，是以每個月計算，根據不同之參與程度，給予空調系統每一噸(ton)不同之回饋單價。節省最多型單台空調設備之上限為每年 250 美元，最超值型單台空調設備之上限為每年 90 美元，最大舒適度型單台空調設備之上限為每年 20 美元，參與之空調設備越多，可收到之回饋抑越高。

#### **(9) 即時電價(Real-Time Pricing)**

任何規模之企業皆可選用即時電價，浮動電價並無 event 發生，也不需配合抑低用電。該電價給予電力用戶最大調配彈性，可根據浮動電價之高低，決定用電多寡。該浮動電力價格，仍係以每一小時計價，並非時時變動。SCE 提供價格制定之規則，該價格將受到氣溫、季節、尖離峰、平假日等因素影響，但電力用戶仍可於一定範圍內推估電力價格。SCE 也將免費提供每一小時之價格預測，並以電子郵件方式傳遞給電力用戶。

#### **(10) 排程降載方案(Scheduled Load Reduction Program, SLRP)**

參與 SLRP 之電力用戶，每月電力容量需求至少需達 100kW。在夏月中，每天皆需選定一個排程，進行降載，且降載容量需達 300MW 以上。SLRP 中，共有三個排程，排程 A 為早上八點至中午十二點，排程 B 為中午十二點至下午四點，排程 C 為下午四點至晚上八點。電力用戶可星期一選擇排程 A，星期二與星期三選則排程 B，星期四與星期五選則排程 C，由電力用戶自行而定。

參與用戶若達到降載目標，則每度可獲得一定之回饋金額，未達到降載目標，則無罰金，然若多次未達成目標，亦可能被迫取消參與 SLRP 方案。

#### **(11) 永久性轉移負載量(Permanent Load Shifting)**

加州用戶之空調設備開支龐大，若公司符合一定條件，且空調

設備符合相關規格，則可申請 SCE 計畫，以安裝熱儲能系統(Thermal Energy Storage, TES)。TES 利用離峰(通常為夜間)較便宜之電能製造冷能，並予以儲存。即使隔日於尖峰時段，不需開啟空調設備，僅需將冷能釋放，則可達到降溫效果，儲冰式空調即為其中一例。

申請該計畫需採用時間電價並安裝智慧電表，申請通過後需連續使用 TES 設備 60 個月，並向 SCE 提交 TES 監察與記錄數據與年度報告。參與電力用戶可從 SCE 獲得兩筆款項，一筆為成本減免，最高減免額度為 TES 安裝費用之 50%(上限為 150 萬美元)。方案參予者可選擇分兩期領取成本減免款項，第一筆於事前通過可行性測驗時先領取 25%，其 75% 餘款項則於通過設備安裝施測後發放。方案參予者亦可選擇於設備安裝施測後一次性領取成本減免款項。

表 2.5 SCE 提出之 11 種需量反應分類

時間基礎	誘因基礎	特殊方案(混合型)
自動需量反應、關鍵尖峰電價方案、夏季折扣方案、即時電價	容量投標方案、需量投標方案、選擇性投標強制卸載方案、排程降載方案	時間電價基礎可停電力方案、整合管理組合方案永久性轉移負載量

綜上而論，美國之需量反應已臻成熟，故可針對不同客群，提出相應之需量反應或分級電價方案。

## 2. 加拿大

加拿大積極推動電力市場自由化，尤其安大略省最為成功，故以該省為例。安大略省電力局(Ontario Power Authority, OPA)，推動需量反應計畫。OPA 為獨立、非營利公司。由安大略能源委員會(Ontario Energy Board)發授證照，並根據 2004 年電力重組法案

(Electricity Restructuring Act)成立，肩負安大略省之電力政策責任。該省份之獨立電力系統操作者(The Independent Electricity System Operator, IESO)負責電力調配，使電力可自電力供給者順利傳遞至電力傳輸者，及末端之在地配電公司與末端用戶。

以安大略省之在地電業 Hydro One 為例，產業用戶原本是採用兩級距之累進費率方案，該公司積極推廣產業用戶採用時間電價，目前已幾乎全部選用時間電價。該公司僅提供一種三段式時間電價方案，且該電價費率每六個月調整一次，為每年之5月1日與11月1日，可視為與季節電價結合。

### 3. 日本

#### (1) 日本電力市場概況

目前日本共有十個電力公司，分別為北海道電力公司、東北電力公司、東京電力公司、中部電力公司、北陸電力公司、關西電力公司、中國電力公司、四國電力公司、九州電力公司及沖繩電力公司。這些電力公司皆為民營公司，為發、輸、配、售垂直整合之電力公司。

過去日本曾進行一連串電力市場改組。1995年12月，日本開放獨立電業(independent power provider, IPP)提供電力批發(wholesale)服務，增加電力市場中發電端之競爭。2000年3月，日本開放特高壓用戶(需求超過2MW)之零售市場自由化，特高壓用戶可自由選擇電力供給者。2004年4月，自由化範疇延伸至超過500kW的用戶。隨後於2005年4月，只要需求超過50kW之用戶皆可自由選擇電力供應商。然而，即使開放電力零售市場自由化，各電力公司仍然保持發、輸、配電之垂直整合型態。2013年6月，日本首相安倍晉三



宣告，日本將於 2020 年達成日本全面電力市場自由化之目標。

## (2) 日本產業部門分級電價經驗

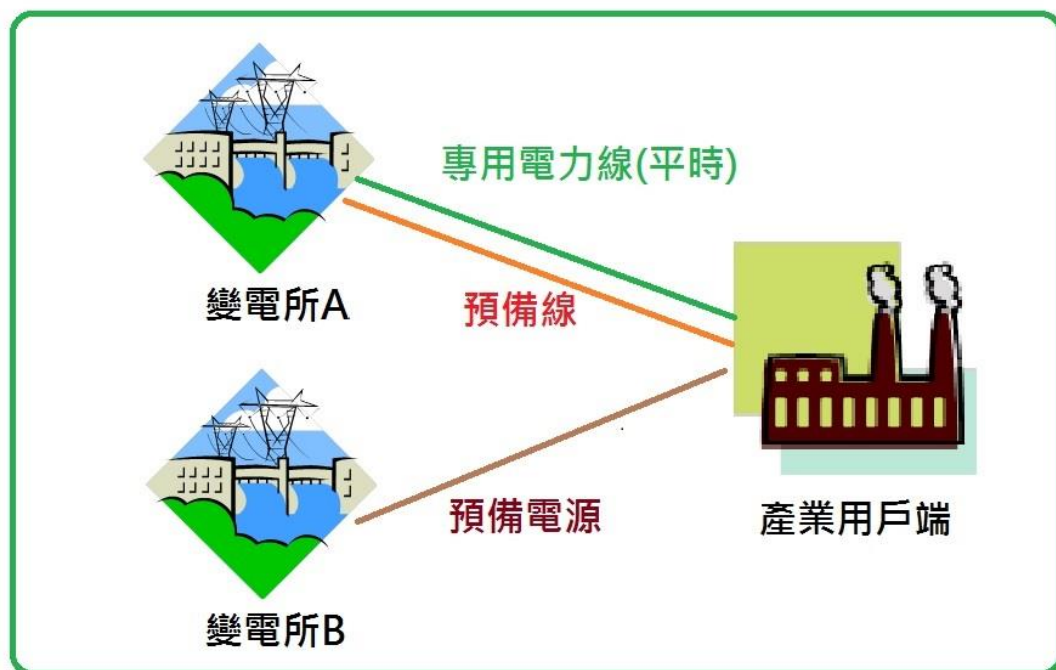
因日本目前僅開放零售業自由化，其餘發、輸、配部門仍維持垂直整合，故根據各電力公司提供產業用戶之電價方案，可知日本目前產業部門分級電價之實施狀況。

除北海道電力公司外，日本其餘電力公司針對(特)高壓與高壓用戶，均推出兩種分級電價(需量反應方案)。分別為季節電價與季節時間電價，皆屬於以「時段差異」做為產品差異化區分標準之分級電價。季節電價除收取契約容量費用外，流動電費僅分別制定夏季電費與非夏季電費二種。而季節時間電價，則又可分為兩段式時間電價與季節三段式時間電價，唯並非所有日本電力公司二種都推出。季節兩段式時間電價，係將用電區段區分為夏季白天時段、冬季白天時段與夜晚時段，並根據不同時段訂定不同電價費率。季節三段式時間電價，則係將用電區段分為夏季尖載時段、夏季白天時段、冬季白天時段與夜晚時段，並根據不同時段訂定不同電價費率。而北海道電力公司，僅推出時間電價方案，可能係因北海道夏季與冬季為雙峰需求之電力結構，故並無出現冬季系統負載較低之情況。

值得注意的，日本已開放電力零售市場自由化，電力用戶具有用電選擇權，可向其它電力公司購買較便宜或交易條件較佳之電能，輸配電業者則不再承擔供電義務。然而，因電力仍具有必需品特性，故日本政府要求電力公司仍需負擔「最終保障供電義務」。亦即當用戶因契約問題，無法自任何電力公司購買電力時，電力用戶可根據在地電力公司之最終保障供電契約內容，購買電力。

此外，當電力公司因緊急事故、歲修而電力系統緊澀時，電力

公司亦提供特高壓與高壓用戶預備電能。電力用戶購買預備電能，亦代表該用戶對於電力穩定供應之要求較高，故願意額外負擔費用，以維持電能穩定。而預備電源又可分為兩種，一為預備線，一為預備電源，如圖 2.5。預備線係指電力用戶與變電所之間，設有專用電力輸送線路。預備電源，則是於電力緊澀時，需要額外從其他變電所調度電力，故價格較高昂。預備電源之流動電價，係根據電力用戶所選用之電價方案而定(能量費率與平時使用之價格相同)，唯電力用戶需額外支付預備線與預備電源之容量費用。



圖片來源：中部電力公司(<http://www.chuden.co.jp>)

圖 2.5 日本電力公司提供之預備線與預備電源

綜上而論，因日本僅開放電力零售市場競爭，故可由各日本電力公司提供之電價方案，了解日本產業之分級電價實施經驗。日本針對產業特高壓與高壓用戶之分級電價，主要仍以季節與時間電價為主。並額外輔以預備電源，供產業部門選用。

## 4. 南韓

### (1) 南韓電力市場概況

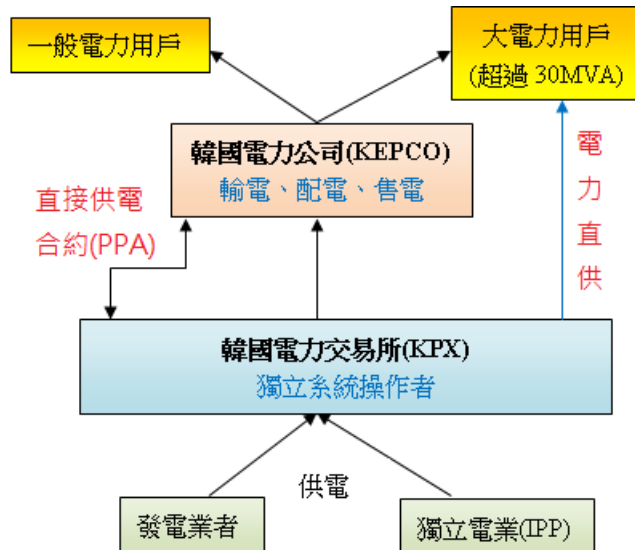
南韓之電力市場與台灣較為相似，包括獨立電網體系、單一電力公司、產業結構等。南韓於 1898 年成立南韓電力公司(KEPCO)，雖於 1989 年出售 21% 公司資本，目前仍為國營電力公司。

南韓於 2001 年開始推動電力市場自由化，將原屬於南韓電力有限公司之發電機組，分割為六大發電公司，分別為韓國核能水力發電公司(Korea Hydro & Nuclear Power Company)、韓國東南發電公司(Korea South East Power Company)、韓國中部發電公司(Korea Midland Power Company)、韓國西方發電公司(Korea Western Power Company)、韓國南方發電公司(Korea Southern Power Company)、韓國西東發電公司(Korea East West Power Company)。同年，成立南韓電力交易所(Korea Power Exchange, KPX)，負責電能批發市場運作。

南韓電力批發市場於「成本基礎電力池(cost-based pool)」架構下進行交易，所有批發電力均須在此市場交易。參與交易之電力公司，需提供發電成本、其他成本資料，交由發電成本評估委員會(Generation Cost Assessment Committee, GCAC)審核。南韓電力交易所根據審核後之成本資料，制定價格排程(price setting schedule)，並根據最小系統變動成本原則，計算系統邊際價格(system marginal price, SMP)。

圖 2.6 顯示南韓之批發市場運作架構，由六間發電公司與 89 間獨立電業(independent power provider, IPP)參與電力池交易，部分特殊區域(採用再生能源)之用戶以社區為單位參與批發市場，電力池中南韓電力公司為唯一購買者。而規模較大之電力用戶，則可選擇直接

向發電公司直購電力。南韓輸配電業之分割，迄今尚未完成，目前仍由南韓電力公司負責電力之輸配。



資料來源：KEPCO(2011)

圖 2.6 韓國電力市場架構

## (2) 南韓產業部門分級電價經驗

南韓為抑低產業部門之用電，於 2012 年，南韓貿易產業能源部 (Ministry of Trade, Industry & Energy) 引進「用電高峰收費」制度與「工業需求管理」。前者為政府強制施行之政策，包括：(a)政府於尖峰用電日對產業課徵附加費用；(b)每年 1 到 2 月之用電高峰期，用電容量 3,000 千瓦以上之企業(約 6,000 家企業)，強制義務性減少 10% 用電。後者則由 KEPCO 執行分級電價，包括季節、時間電價與其他需量反應方案。表 2.6 為 KEPCO 針對產業部門提出之電價歷程，多數已廢止。

表 2.6 KEPCO 需求面管理方案歷程

實施年份	電價方案
1977	季節電價、時間電價(電力產品差異化)
1985	夏月時段電價調整 (2009年5月廢止)
1991	制定儲冷系統費率
1995	夏季高峰自願型降載方案 (2009年5月廢止)
1999	儲冰式空調系統方案
1999	遠端控制空調系統方案(2010年廢止)
2001	電力直接卸載方案
2003	平均降載方案(由電力公司提出卸載要求)
2009	特定時段需求管理方案
2009	事前提醒需求管理方案
2010	建築空調與暖氣設備管理方案
2012	緊急卸載需求管理方案

資料來源：KEPCO (2013)

目前，KEPCO 針對產業提出之分級電價，共可分為二大類。

#### A. 夜間電力類型

KEPCO 提供夜間電力供產業選擇，主要係誘導尖峰用電移轉至離峰之午夜時段，共包括 3 種方案：

##### (a) 儲冷系統方案

儲冷系統(cool storage system)指具有大型冷卻塔之空調系統，適合規模較大之廠商使用。儲冷系統可利用午夜便宜之電力進行儲冰或儲冷，並於隔日尖峰時段使用。選用此種方案之產業用戶，可享較低之電價費率外，政府將根據儲冷系統之噸數進行補貼，欠缺之安裝設備費可向政府低利借貸，安裝儲冷系統還可另享稅率優惠。

##### (b) 儲冰式空調(Ice storage A/C)方案

儲冰式空調(Ice storage A/C)指在傳統空調系統上，額外安裝室

內儲冷槽，適合規模較小之廠商選用。該方案除費率不同外，其餘享有之補貼、低利貸款與稅率皆與儲冷系統方案相同。

### (c) 時間電價方案

以契約容量 300 千瓦為分界，推出產業用戶專屬之時間電價方案。產業用戶可選擇季節電價，因南韓為高緯度國家，故季節電價區分為冬季(11~2 月)、夏季(7~8 月)及春秋季(3~6 月、9~10 月)，隨季節變化而有不同之電價費率。產業用戶亦可選擇季節時間電價，除隨季節變化而有不同電價外，每一日再加以區分為尖峰(on-peak)、半尖峰(mid-peak)及離峰(off-peak)，為三段式時間電價方案。

## B. 負載管理類型

KEPCO 提供五種負載管理方案，大多採用直接控制之方式，卸載客戶用電。

### (a) 特定時段需求管理方案

若產業用戶可於特定時段(11:00am~12:00am, 1:00pm~5:00pm)，降載客戶基線(customer base line, CBL)之 30% 或 3000kW，則可參與此方案。參與此方案之顧客，需安裝自動讀表系統(automatic meter reading, AMR)。參與此方案之產業用戶，可享有較低之電價費率。此外，隨顧客之抑低量多寡，再給予不同之電費折扣。

### (b) 事前提醒需求管理方案

該方案僅適用安裝自動讀表系統之高壓用戶，產業用戶需於特定時段(夏季之 11:00am~12:00am 與 1:00pm~5:00pm，冬季之 6:00pm~11:00pm)，降載 CBL 之 20% 或 3000kW。客戶可選擇 1 天至 1 星期前通知，通知之時間越短，電價費率越低。此外，隨顧客之抑

低量多寡，再給予不同之電費折扣。

(c) 建築空調與暖氣設備管理方案

參與該方案之產業用戶，建築物中需配有 40kW 以上之冷暖氣設備。且需額外安裝遠端遙控設備，並授權 KEPCO 遠端遙控建築中之冷暖氣設備。參予該方案者，可申請安裝設備之補貼款。參予該方案後，則可享有較低之電價費率。

(d) 最大電能單位管理方案

參與該方案之產業用戶，契約容量需達 500kW 以上，需安裝遠端遙控設備，並設定能源使用上限。廠商需授權 KEPCO 卸載產業用戶最耗能之設備，透過自動監控系統，避免超過能源使用上限。

(e) 緊急卸載需求管理方案

參予該方案之產業用戶，需安裝 AMR。22.9kV 以上之高壓用戶，需具有卸載 3,000kW 或 20% CBL 之潛能，22.9kV 以下之用戶，則需有卸載 500kW 之潛能。KEPCO 將於 1 小時前通知卸載，每次卸載不超過 4 小時。當產業用戶達到合約卸載量，則可享有較低之優惠電價費率。此外，根據客戶實際卸載量，再額外給予電費折扣。此方案具有罰則，若產業用戶每小時卸載量小於合約卸載量之 50%，則電費以 1.5 倍之優惠電價計收。

## 5. 歐盟國家

國際能源協會(International Energy Association, IEA)為達到永續能源系統與市場之目的，於 1993 年施行跨國需求面管理計畫，故共有 15 個成員，分別為奧地利、比利時、芬蘭、法國、印度、義大利、南韓、荷蘭、紐西蘭、挪威、西班牙、瑞典、瑞士、英國、美國，大多為歐洲國家。該需求面管理計畫，已於 2013 年完成 24 件研究

項目。以下將根據 IEA(2014)及相關文獻，分析歐洲較具代表性之國家，英國與法國之需量反應與分級電價方案。

### (1) 英國

英國為最早推行電力市場自由化之國家，英國電力市場分工精細，可分為電力供給者(包括發電者與零售商)、系統操作者(system operator, SO)、傳輸操作者(transmission operator, TO)及配電網路操作者(distribution network operator, DNO)。對於不同的電力市場參與者，需量反應有不同之意義，如圖 2.7 顯示。



資料來源：ofgem(2013a)

圖 2.7 需量反應於英國電力系統之應用

對 SO 而言，需量反應可快速平衡系統頻率(frequency)、提供可快速反應的備載容量及更充足的短期操作容量(short term operating reserve, STOR)。參與 STOR 之最小容量為 3MW，小廠商則可透過整合商(aggregator)參與該方案。英國目前提供 STOR 整合服務之公司，包括：Enernoc、KIWI、Flexitricity 等。STOR 方案，參與者需每次持續抑低至少 2 小時以上，最高 4 小時，每周最多抑低 3 次。TO 與 DNO 則可透過需量反應更快速的結清輸電與配電費用。



表 2.7 英國之需量反應一覽表

	需量反應類別	反應所需時間	反應區間	可卸載器具
輸配電層級	短期操作容量 (STOR)	最少4小時	2小時	熱水器、照明、空調設備、備用發電機
	輸電系統使用 (TUNoS) 費率變動	一天前通知	2小時	熱水器、照明、空調設備、儲冷設備
	配電系統使用 (DUoS) 費率變動	固定	3小時	空調設備、熱水器、照明
	頻率響應 (frequency response)	2秒	30分鐘	儲冷設備、空調設備、熱水器、照明
末端需求層級	直接負載控制	最短	具變動性	空調設備、儲冷設備、熱水器
	時間電價 (TOU)	視合約而定	3小時	熱水器、照明、空調設備、儲冷設備
	關鍵尖峰電價 (CPP)	一天前通知	3小時	熱水器、照明、空調設備
	即時電價 (RTP)	具變動性	具變動性	熱水器、照明、空調設備

資料來源：Ofgem(2012)

註：DUoS 為 Distribution Use of System。

英國之大電力用戶所安裝之先進電表(advanced meter)，每半小時記錄一次(half-hourly metering)，故可採行即時電價方案。根據Ofgem (2013a)估計，於2014年底全英國之大電力用戶均會裝設先進電表。根據該電表之功能，電力供給者可提供兩大分級電價方案：

#### A. 靜態時間電價

此種時間電價因時段固定，故又稱為靜態時間電價(static time-of use tariffs)。英國所有的電力供應商(如：EDF、E.ON、Scottish and Southern Energy、Scottish Power)，均提供經濟-7(Economy-7)方案，亦即二段式時間電價。隨地區、季節不同，每個電力供應商所設計之經濟-7方案時段略有不同。一般而言，經濟-7係指提供夜晚11:30

至隔日早上 6:30 為止，七個小時之電力價格較為低廉。英國亦有電力供應商提供經濟-10(Economy-10)方案，亦即三段式時間電價。

此外，以 Scottish and Southern Energy 為例，提供安裝電表與無安裝電表兩大類企業客戶電價費率，包括：夜間較便宜之方案、週末較便宜之方案、離峰較便宜之方案、特定月份較便宜之方案等。

## **B. 動態時間電價**

此動態時間電價(dynamic ToU)，指動態遙控(dynamic teleswitching, DTS)方案，電力價格會隨電力系統網路改變，可歸類於即時電價之一種。採用此種方案之電力用戶，需安裝先進讀表系統。Ofgem (2013b)指出，多數當地電力公司具有在地優勢，市占率已高達 90%，若推廣 DTS 方案，可能需增加投資、人力支出等成本，故無誘因推廣該方案。導致英國雖幾乎所有產業電力用戶均安裝先進讀表，卻僅能選擇靜態時間電價。

因英國之電力自由化多年，較少定型化契約資訊，多以個別報價為主。代表產業電力用戶可與電力供給者簽訂雙邊契約，由電力公司量身訂做合適之電力契約。然而，此種模式之缺點為最佳典範(best practice)無法被其他廠商模仿與學習。

### **(2) 法國**

法國採漸進式開放零售電力市場，1999 年開放年用量 16GWh 之大產業電力用戶具用電選擇權，約占法國電力用戶之 30%；2003 年，開放年用電量 7GWh 之電力產業用戶具用電選擇權；2007 年全面開放零售業競爭，100%之電力用戶均可享有用電選擇權，自由選擇電力供給者。

目前，法國僅開放零售電力市場，輸電市場與配電市場，仍受

到主管機關與相關政府單位規範與管制。法國電力輸送網(Reseau de Transport d'Electricite, RTE)公司，為法國電力公司(EDF)獨立出來之非營利公司，負責操作歐洲各電力供給者、法國境內電力供給者及消費者間之電力輸送網。因應零售市場之開放，2008年1月，國營之法國電力配送網(Electricite Reseau Distribution France, eRDF)公司，正式接手管理法國之配電網路。

法國之 Tempo 電價，亦為時間電價之一種。將一年分為紅色日、白色日及藍色日，紅色日僅發生於每年 11 月至隔年 3 月，每年約 22 天，電價費率最高昂；白色日僅發生於每年 10 月至隔年 5 月，每年約 43 天，電價費率次於紅色日；其餘則為藍色日，電價費率最低廉。每日再區分為尖峰時段 (6:00am~10:00pm) 與離峰時段 (10:00pm~6:00am)，而尖峰時段之價格高於離峰時段。故 Tempo 電價共有六段不同之電費價格，電力用戶可透過網路事先之到隔日為何種電價水準。

法國將產業用戶分為三大類，第一類為低壓且功率低於 36kVA，第二類為低壓且功率介於 42~240kVA，第三類為高壓用戶。第一類用戶可選用藍色電價，藍色電價中有多種方案可供選擇，主要為固定電價方案。然而，藍色電價可與 Tempo 電價結合，供第一類用戶選用，亦為時間電價之一種。第二類用戶可選用黃色電價，黃色電價中有多種方案可供選擇，主要為季節電價結合二段式時間電價，僅區分冬季夏季與尖峰離峰。第三類用戶可選用綠色電價，綠色電價終有多種方案可供選擇，除季節電價結合二段式時間電價外，增加三季節(冬季、夏季、春秋季)電價結合二段式時間電價方案。

## 七、分級電價方案實施經驗之探討

第參章主要在蒐集全球各先進國針對產業部門施行需量反應方案之經驗，本章將於第一節進行方案內涵與實施效益進行相關探討。並於第二節針對所探討之內容，提出台灣針對產業用戶施行需量反應的短中長期政策建議。

### (一) 分級電價制度之內涵與實施效益

綜合前章所蒐集之各國針對產業部門用戶所施行之分級電價經驗，整理如表 2.8。

從施行之方案類型而言，日本與歐洲國家偏向時間基礎(time-based)方案，皆以季節電價結合二段式時間電價為主，日本則額外提供三段式時間電價之選項。美國加州與加拿大安大略省偏向誘因基礎(incentive-based)方案，且額外發展出與整合商合作之商業模式。

比較各國之分級電價方案，應以產業結構相似之國家進行比較。台灣與南韓之產業結構相似，電業結構也類似(均為單一國營電力公司)，故特別將台灣與南韓做比較。

(1) 以分級電價方案之內容而言，台灣針對產業用戶，提出之相關分級電價方案已屬多元，包括儲冷設備離峰方案、時間電價、臨時/計畫性減少用電措施。但與南韓相較，缺少容量投標市場，電力用戶僅能以事前契約方式協議抑低容量，較失彈性。安裝智慧電表與 AMI 後，更可落實雙向(two-ways)溝通，使分級電價機制更具可應用性。

(2) 以參與分級電價之廠商家數比較，根據台電最新業務報告指出，2009年選用 DSM 方案之廠商為 6 家，2012 年僅 2 家，逐年遞減。Kim et al. (2011)指出，2009 年南韓共有 58 間企業參與需量反應市場之容量競標，但以水泥業占比 63%。因水泥業用電量高，但製程較為彈性，具有調整空間。

台灣以中小型企業居多，然而，台電提供之需量反應方案，大多要求 500kW 以上或高壓 100kW 以上之用戶。相較之下，南韓之需量反應，僅需可降載客戶用電基線 20%~30% 以上，即可參與方案，條件較為寬鬆。

根據能源局能源統計(2013)，2012 年電子產品製造業之用電占總製造業用電約 32%，為耗電量最高之製造業。足見台灣之用電大戶，多為科學園區之精密電子製造業，其製程受缺電影響極大。楊豐碩、陳士麟、林師模等(2011)之調查結果顯示，科學園區缺電 15 分鐘，每缺一度電之淨損失為 2,321 元新台幣。因此，台灣推動產業加入需量反應計畫，應降低參與門檻，讓製程較為彈性之中小企業均可參與需量反應，增加社會效益。以美國加州與加拿大安大略省案例言之，電力公司大多要求電力用戶參與需量反應需達 50kW，近年則積極與整合商(agggregator)合作，大幅降低參與需量反應之門檻，為台灣未來可考慮發展之方向。

表 2.8 各國分級電價方案比較

	時間基礎 需量反應方案	誘因基礎 需量反應方案	整合商
台灣	二段式季節時間 電價 三段式季節時間 電價	計畫性減少用電措施(一)~(四); 臨時性減少用電措施(一)~(四); 儲冷式空調系統離峰用電措施	無
美國加州	二段式季節時間 電價; 三段式季節時間 電價; 關鍵尖峰電價; 即時電價	自動需量反應; 時間電價基礎之可停電力方案; 容量投標方案; 需量投標方案; 整合管理組合方案; 選擇性投標強制卸載方案; 夏季折扣方案; 排程降載方案; 永久性轉移負載量	Comverge 等
加拿大 安大略省	三段式季節時間 電價	需量反應(屬可停電力方案); 折扣電能方案	ECS; EnerNOC; enerShift
韓國	三段式季節時間 電價	儲冷式/儲冰式方案; 特定時段需求管理方案; 事前提醒需求管理方案; 建築空調與暖氣設備管理方案; 最大電能單位管理方案; 緊急卸載需求管理方案	無
日本	二段式季節時間 電價; 三段式季節時間 電價	無	無
英國	Economy-7; Economy-10; 即時電價	僅少數電力公司提供直接卸載 方案，其餘需量反應於測試階 段(如UK power network)	National grid等
法國	Tempo; 二段式季節時間 電價(藍色電價、 黃色電價、綠色 電價)	強調穩定輸配線路之需量反 應，非分級電價	Energy Pool等

資料來源：本研究整理

## (二) 我國實施分級電價制度之短中長期規劃

我國實施分級電價制度，於技術面、經濟面均具有可行性。以經濟面來看，過去已有多次調查台灣產業之缺電成本，顯示不同產業對於電力品質之差異，Woo et al. (2014)產品差異化可讓電力市場更有效率，提升整體社會福利。此外，台灣面臨核能退場之關鍵時刻，推廣需量反應可延緩建設電廠之年限，對於整體社會效益貢獻良多。然而，參考國外分級電價經驗，我國若施行分級電價，可能之相關探討與短中長期規劃建議如下：

### 1.短期規劃

一般而言，電力產品訂價方式可分為時間基礎與誘因基礎，因此分級電價可制定短期優先推廣目標。應優先推廣時間基礎的訂價方式，因產業用戶之參與門檻較低。若要同時推廣誘因基礎的訂價方式方案，應降低產業用戶之參與門檻至 50kW，並致力發展聚合商商業模式。初期，可由台電公司自行承辦聚合商服務，或委由能源服務公司提供聚合商服務，以擴大參與規模。

不論提供何種分級電價方案，均需充分資訊揭露。電力公司應於網站上設置需量反應介紹專頁，以簡單易懂之圖表、影片媒介，輔以方案內容之誘因，推廣該方案。推廣時間誘因的電力產價訂價方式，應建置互動平台，使參與分級電價之廠商，可於該平台下載用電資訊、電費資料、即時電價資訊等，可參考美國之綠色按鈕平台。於短期尚不須開放容量競標功能，可於中長期妥善規劃，並將投標功能附加於該網站上。

## 2. 中長期規劃

台灣之中期規劃，應以建構「區域性」微電網(micro grids)為目標，以做為長期建構「全面性」的智慧電網之基礎。微電網係由一群分散式電源組成，主要包括三大類型：(1) 分散式電源：如屋頂型太陽能面板、小型風機等。(2) 儲能系統：電網級之儲能系統包括電池(batteries)、壓縮空氣(compressed air)與飛輪儲能(flywheels energy storage)，一般住宅用戶，則可應用電動車(electric vehicle, EV)之儲能電池。(3) 可控制負載：亦即需量反應之潛能。可見需量反應於未來智慧電網中，扮演極為重要之角色。

再生能源電力大量進入電網後，由於其發電具有間歇性，出力易受天候與環境影響而難以預測，為避免可能造成的輸電壅塞與電壓不穩，市場需要更能「即時」反應電力供需狀況的需量反應方案。目前先進國家多已開始建置「示範性」、「區域性」建構微電網或虛擬電廠，按部就班分階段完成「研究、開發、示範、佈建、擴散」，先產生示範效果，成為眾所矚目之標竿，再逐步擴展成區域之規模。因此先行針對微電網設計合適之需求面管理方案，並進行效益成本分析之經濟性評估，往後微電網普及，併聯為全面性之智慧電網時會更為快速。

先進國家在推動某一政策時，通常係以法規面，減低其市場不確定性，提供安定發展之環境。如美國為發展分散式電源與儲能系統，於 2010 年 FERC 要求北美電力可靠度公司(North American Electric Reliability Corporation, NERC)修改電力可靠度標準程序相關規定。2013 年 4 月 FERC 公告修改後的第 773-A 號指令，規定分散式電力系統電壓必須在 100kV 以上，建置與移除分散式電力系統需



按標準程序，其設備種類與結構亦有一致性之規格。同年 7 月公告第 784 號指令，鬆綁參與輔助服務市場的限制，並修訂相關會計與申報規定，增加公用事業投資儲能系統誘因，並減低儲能技術開發商的市場進入障礙。

表 2.9 需量反應短中長期發展建議目標

期程	建議目標
短期	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 普及產業分級電價，以時間基礎需量反應為優先。</li> <li>2. 推廣誘因基礎需量反應方案，降低產業參與門檻至 50kW。</li> <li>3. 建置推廣平台，資訊完整揭露。</li> <li>4. 建置電能管理平台，參與需量反應可即時獲得相關資訊。</li> </ol>
中期	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 建置區域型微電網。</li> <li>2. 發展聚合商商業模式。</li> <li>3. 推廣輔助服務方案，建立即時容量投標系統。</li> </ol>
長期	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 電力市場自由化</li> </ol>

## 八、我國產業部門缺電成本之估計方式

從經濟學的角度來看，理論上若電力產品市場供需達到均衡時，電力產品存在均衡的價格與數量，若電力供應商的發電力足以供應所有需求者之需求量時，市場上不存出現失衡的情況。然而，由於發電存在容量（設備）供應不足或能量（燃料）供應不足的情況，導致電力商品的數量低於均衡數量。此因電力市場失衡造成無謂損失，如圖 2.8 所示。

若進一步由總體經濟的角度來看，缺電成本乃因電力供應中斷或不足而導致斷電或限電時，對產業或家庭用戶所造成之損失。若將電力用戶因缺電而造成產業產值的減少，視為產業之缺電成本（即

生產者剩餘之無謂損失)。同理，因電力供應中斷或不足而導致斷電或限電時，對民生用戶所造成之所得減少，可視為民生用戶之缺電成本（即消費者剩餘之無謂損失）。若以 CGE 模型分析產業結構、所得分配，比較當不缺電（投入面）與缺限電（投入面）的產業產值與民眾所得的變化，並據此可估計產業與民眾之缺電成本。政策規劃者可將此產業的邊際缺電成本變動，進一步規劃適當的差別定價方案及分析電價方案對貧富間或產業間財富重分配效果。本計畫研究的重點是模擬分析產業的缺點成本與分級電價。

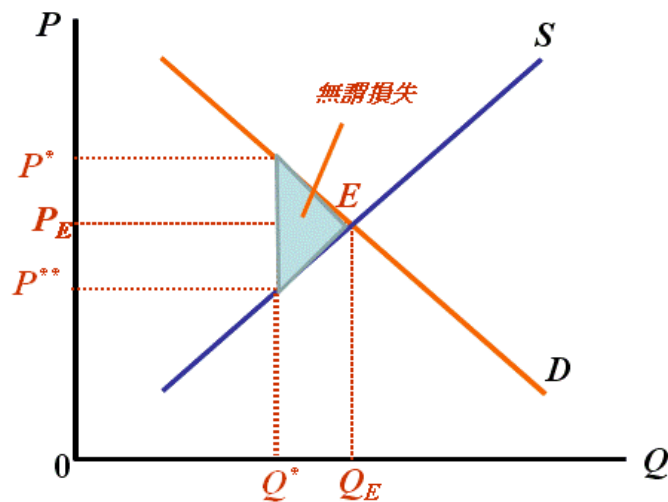


圖 2.8 電力市場供需失衡

### (一) 產業缺電成本估計方法的選擇：個體與總體

檢視過去國內外文獻中常見對缺電成本估計的衡量方法，依據估計對象與估測的工具來區分，可歸納如表 2.10 所示。若以估計的對象而言，各種缺電成本之估計方法，對估計的對象可分為個體目標與總體目標兩個主要目標。對個體目標進行缺電成本的估測，在實證上，其優點是較為彈性，且個別資料相對較為完整，易於掌握個別用電需求者(廠商或住戶)的經濟行為，但缺點則是無法表現各部

門彼此之間的聯動關係。對總體目標進行缺電成本的估測，雖然可處理不同產業間的聯動關係，但缺點則是對個別需求者的行為資料與個體目標間相互比較為不足。

表 2.10 缺電成本估計方法檢討

	個體目標	總體目標
意願調查價值評估法(CVM)	Bertazzi et al. (2005) Carlsson and Martinsson(2007,2008) Chowdhury et al.(2004) Longo, Markandya and Petrucci(2007) Morrison and Nalder(2009)	
生產函數分析法	Andersson and Taylor(1986) Sanghvi(1983)	Telson(1975) Munasinghe(1979) Shaffer(1976)
消費者剩餘法	Brown and Jackson (1969) Shew (1977) Baarsma & Hop(2009)	
備用發電機法		Sanghvi(1982) Bental and Ravid (1982)

資料來源：本研究整理

由估計工具的文獻來看，早期研究文獻對缺電成本的估計多是採用消費者剩餘法或生產函數分析法。但因為這些方法並未考慮經濟體系內各部門之間的聯動與回饋關係，而大多數的計量模型則因為無法區分不同缺電特性(如缺電頻率與缺電時間)對缺電成本之影響，衡量結果通常不會因缺電特性而有顯著差別。相較之下，近年來較多學者為取其簡便原則，採用意願調查價值評估法(CVM)，也就是以問卷調查法來直接對缺電成本的估計。

雖然問卷調查法可取得較為詳細個體用電戶的缺電特性與缺電成本之間的關係，但正如第貳章所述，CVM 仍具有其侷限性，除了

調查曠日費時，需要投入大量人力物力外，CVM 可能會產生包括假設偏誤、訊息偏誤以及策略偏誤等誤差。雖然這些偏誤，可透過與同類型廠商交叉比對，予以二次訪問調查而排除偏誤，但仍顯困難重重且緩不濟急。若觀察以往國內外缺電成本之相關文獻，可以發現即使是同樣採用問卷調查法估計相同國家之缺電成本，其所得之估計結果也有所不同，以台灣為例，過去以問卷調查法所估計之缺電成本，其平均每度電力之缺電成本介於 70~120 之間，其估計差異不可謂不大。

以生產函數分析法的估計缺電成本，利用投入產出模型以分析產業間各部門因為電力不足而造成之直接與間接影響。藉由投入產出模型與線性規劃法結合，在滿足某些條件下，達到總體(或個體)最大利潤或最小成本之目標。但這類相關的數量文獻，雖然能同時達成總體經濟與個體經濟的目標，然而正如計量模型的局限性，不同的數量模型乃針對不同的目標設計，而這些模型多是在既定的限制條件假設條件下所設計而成，因此相對上較缺乏一般性，也就是對於各產業部門間的聯動關係較無著墨。另外，由於產業各部門之缺電成本的大小，亦受到缺電特性的影響，而生產函數分析法對於缺電頻率、缺電持續時間、以及缺電有無通知等相關缺電特性，較不易於模型的設計中加以呈現，亦將導致在估測缺電成本時的誤差。

除此之外，消費者剩餘法透過需求函數推算缺電成本，以消費者對「缺電持續時間」與「缺電頻率」之需求函數，推估不存在之缺電時間、缺電頻率價格，以表現缺電成本；而備用發電機法利用備用發電機的邊際成本，作為缺電成本之估計值。這些方法都局限在單一的經濟目標上，一般而言也較缺乏全面性的觀點。

本計畫在缺電成本研究方法上，將採用 EnFore-Green (Energy Forecast - Green)的模型對缺電成本進行總體社會缺電成本估計，即社會無謂損失之估計，方便日後設計國家整體經濟的分級電價之參考。

從經濟學的角度來看，如圖 2.9 所示，獨占廠商在單一市場的訂價乃以  $MR=MC$  做為其訂價策略。唯獨占廠商若以理論上的獨占價格做為其訂價方式，將因價格過高而不符合公用事業的政策運作目標。若以平均成本 ( $P=AC$ ) 做為其訂價目標，則該訂價策略卻可能是無效率的選擇。因此，獨占性的公用事業在面對單一市場，其效率選擇可為  $P=MC=D$ ，在這個條件之下，獨占廠商在價格的訂定上，與廠商的需求有相當密切的關係。

從廠商對電力產品的需求的角度觀之，因為電力產業是基礎事業，各產業部門在生產過程中都必需使用電力(購買電力產品)。故廠商對電力產品的需求，牽涉到廠商對於缺電成本的評估；亦即廠商面對缺電成本高低，將影響廠商電力需求曲線的斜率，也進一步間接影響電力公司對於電價的訂定。據此，如何正確的評估電力用戶對電力產品的需求函數或缺電成本，對電力公司的電力價格訂定策略攸關重要。

鑑於電力公司可能為政府經營的獨占公用事業（例如我國的台灣電力公司），有可能此獨占公用事業具有規模經濟的特性，即平均成本隨產量增加而遞減，故形成自然獨占。由於平均成本隨產量增加而減少，若電力公司將電力價格的訂定在效率選擇上： $P=MC=D$  時，將發生虧損現象。此時，政府將被迫以平均成本 ( $P=AC=D$ ) 做為其訂價目標。雖然該訂價策略可能是無效率的選擇，但可避免電

力公司發生虧損現象。圖 2.9 將修正為圖 2.10。但我國的台灣電力公司是否具有平均成本遞減現象，值得懷疑(見表 3.26 所示)。

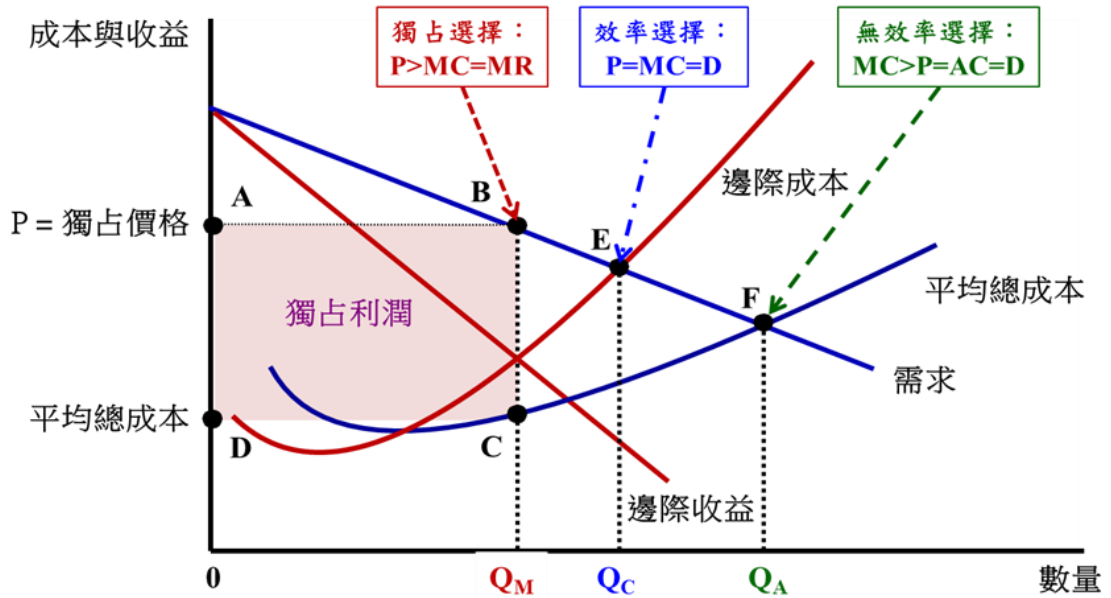


圖 2.9 獨占事業訂價模型(單一市場)

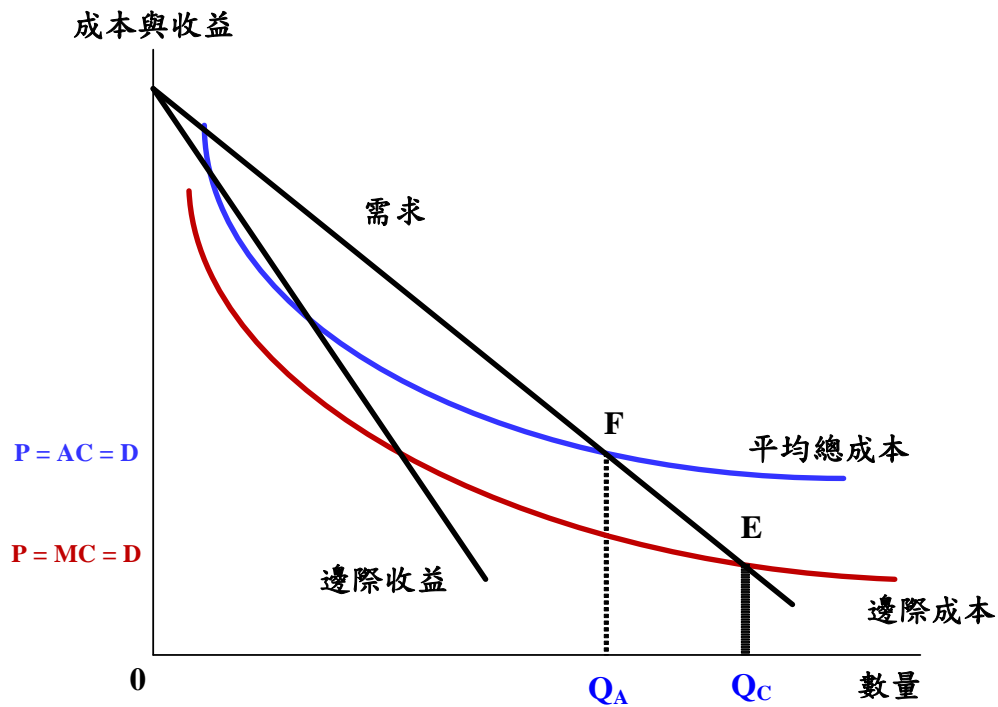


圖 2.10 獨占性公用事業訂價模型(修正)

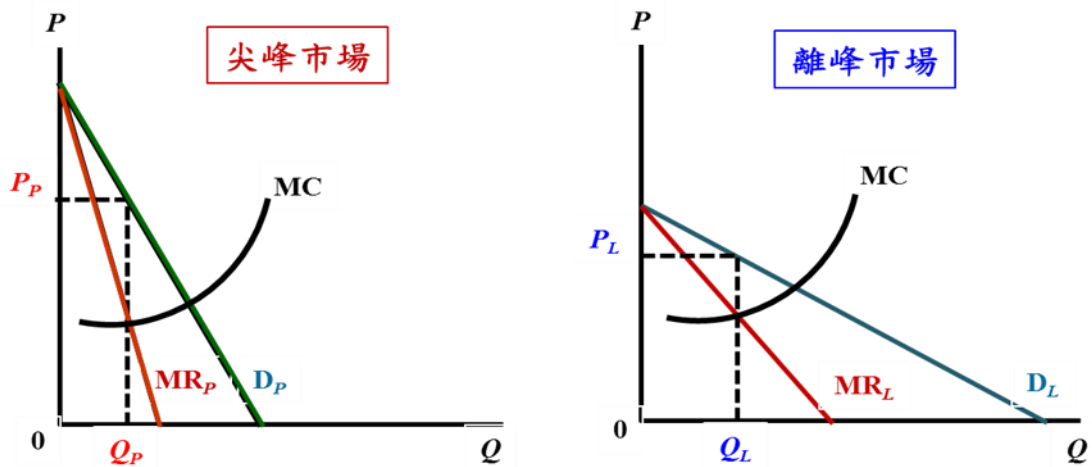


圖 2.11 獨占性公用事業差別訂價模型(分割市場)

除此之外，獨占性公用事業針對不同電力市場亦可採用不同的差別訂價策略，如圖 2.11 所示。因為不同的產業電力用戶在尖峰時段與離峰時段面對不同的需求曲線，因此，在尖峰市場與離峰市場，獨占性公用事業亦應針對不同的電力市場訂定差別訂價，並藉由不同的價格信號來抑低尖峰市場的用電量。如前文，其基本優點為大幅降低電力開發成本與減少不當的交叉補貼。

本計畫選擇採用 EnFore-Green 的模型對缺電成本進行總體社會缺電成本估計，即藉由 CGE 模型估測各產業部門在缺電的情況下，對產業產值的影響，並以產值的減少做為各產業的邊際缺電成本變動估計值。本計畫所採用之估計方式，在方法上較接近生產函數分析法，但相較於投入產出模型(I-O Model)，該模型除了以產業關聯表的社會會計矩陣為基本架構，並以投入產出經濟(input-output economics)的量化方法，進一步模擬政策改變帶來總體經濟及產業波及效果與回饋效果。在模型中參與的經濟成員在追求各自目標最佳化的過程中經濟體達到一般均衡的情況。也就是說這類的一般均衡

模型，比投入產出模型更較考慮了各部門之間的聯動關係，以估測產業各部門的缺電成本。

然而，與一般計量模型類似，EnFore-Green 模型亦無法針對各產業部門之缺電特性，包括缺電機率，缺電頻率與缺電持續時間等不同的動況估測其缺電成本。故本計畫 CGE 模型的估計值，除可作為產業邊際缺電成本估測之下限參考依據外，並可提供電力公司在進行分級電價策略時的參考依據。

## (二) 總體面產業部門缺電成本估計模型設計

本計畫中使用之經濟分析模型 EnFore-Green 係經由澳洲 MONASH 大學開發之 ORANIG-RD 經濟模型改寫而來，本模型承襲 ORANIG-RD 簡潔、易於使用的特點，並特別加強能源價值變化的影響因素。ORANIG-RD 模型屬於動態 CGE(computable general equilibrium)一般均衡模型，用以計算單一國家內主要經濟行為改變對總體經濟及各大產業經濟產生之變化，ORANIG 家族模型自 1977 年以來歷經不斷修正改良，廣泛的運用於世界各國的重要經濟政策評估，係一久經實證，且表現良好之經濟分析模型。

EnFore-Green 所使用的一般均衡模型是根據 ORANIG-RD (ORANIG-Recursive Dynamic, ORANIG 動態遞迴模型) 改寫建構而成。其特點為一個動態的單國一般均衡模型，藉著資本累積方程式作為主要的動態機制。由資本累積方程式不斷累計之方式，以前一期模擬投入產出資料為此本期基本資料進而推算下一期投入產出資料，如此遞迴方式推算長期之經濟環境變動及產業關聯變動。利用 EnFore-Green 模型，並配合臺灣地區投入產出表(Input-output Table) 及 GTAP 相關參數資料庫，則可以求解出單區域(台灣)均衡時之



各產業、生產要素、消費、投資與儲蓄等均衡值，亦可求解當經濟環境受到衝擊時均衡值之改變，並進行政策衝擊之模擬與分析。

## 1. 臺灣 Enfore-CGE 模型理論架構

CGE (computable general equilibrium, 可計算一般均衡) 模型是近年新興的一種實證經濟方法。透過 CGE 模型的各種參數以及資料庫，模擬政策對國內特定產業或地區所帶來的影響。

基本上，CGE 模型所描述的是經濟成員在追求各自目標最佳化的過程中經濟體達到一般均衡的情況。在這種情況下，財貨、勞務、資本及外匯市場同時達到供需均衡。由於模型強調各市場在均衡中的最適化，故 CGE 模型提供了一個強有力的政策分析工具用來檢視經濟體系內一部門的波動對其他部門的影響。

綜上 CGE 模型的特色在於包含了總體與個體經濟之種種資訊，例如總體變數中的國民所得、工業總產出、平均物價水準、總就業人口、總投資及經濟體總進出口等，又如個體變數中的個別產業產值、各種商品價格、個別產業就業、個別產業投資，及各種商品的進出口等，均能完整地包含在模型的架構中。此外，政府的各種政策工具，也可以在模型中進行模擬。例如，能源稅、環境稅、對外貿易的進口關稅、進口配額、出口補貼及其他非關稅性貿易障礙等政策，均可轉換成經濟變數而融入模型中。

CGE 模型之基本假設為經濟體系的所有生產者都會追求成本最小化，所有消費者都會追求效用最大化。因此，在投入—產出模型中，所有產業的生產—消費活動都是彼此關聯的。在 CGE 模型中所有產業具有生產成本等於銷售所得的零利潤(zero-profit)假設，以達成各產業之投入—產出之平衡。CGE 模型中假設五種生產活動，包

括各產業之產出、各種商品之產出、國外商品進口及固定資本形成；各種生產活動必需符合模型之零利潤假設。CGE 模型中對於平衡之假設為各產業之產出等於消費，待各產業之計算結果都達成平衡後，經濟體系即達成平衡。

CGE 模型可以加上其他條件改寫為連續計算之動態模型，利用原本評估單一時間點之經濟模型簡化後，加入資本累積之機制，成為一個跨時距、動態之經濟評估模型。原始之 CGE 模型僅能推估一個時間點之經濟狀態變化，改寫為動態模型之後，可以連續計算數年之經濟狀態變化。另一個採用動態模型的理由是，用靜態模型進行多重模擬的方法，沒辦法建立經濟體系中各部門跨時距之連結關係。每一重模擬都必需重新建構一次各經濟部門間之連結，使經濟體系中各部門的連結關係變得破碎。使用動態模型除改善靜態模型中，各部門之連動關係不連續之缺點外，對於投資行為之模擬效果能得到很大的改善。因投資是一長期，且連續的行為，投資的效果往往需要數年的時間才能夠顯現。有前景、高產值的產業較可能吸引到大筆金額的投資，間接造成資產的擴張，資源的投入；動態模型可以藉由資本累積方程式，反映投資行為造成之影響。

EnFore-Green 模型對於投入與產出做了弱可分性 (weak separability)<sup>4</sup>之假設，將生產、投資與消費行為作巢式結構之設定。以下將分別對 EnFore-Green 模型之生產部門、投資部門以及家計部門之行為模式進行說明。

---

<sup>4</sup> 若假定函數為可分的，則函數的組成要素可為若干群，其標準為將有高度相關性的要素歸為一群，也就是當函數經過個別分類後，來自同一類群要素的邊際替代率，不受其他類群數量的影響，此即弱可分性。

## 2. 生產結構

圖 2.12 顯示 EnFore-Green CGE 模型之生產模式結構，樹狀圖由下而上表示廠商進行生產活動時的要素投入。生產時直接投入的生產要素包括勞動、資本(包括固定資本消耗及盈餘)與研發資本投入，並包括區域內生產以及進口的各項中間投入，而生產要素投入經過 CES(constant elasticity substitution) 方程組計算後，成為廠商的要素組合之一。CES 生產函數表示不同種類的生產要素可以以某種形式互相替代，例如增加資本的投入，可以減少勞動的投入。CES 生產函數之形式如同式 5.1 所示，透過 CES 生產函數計算得到生產要素投入之最佳組合。

$$Y = A \left[ \sum_{i=1}^n \delta_i X_i^{-\rho} \right]^{-1/\rho} \quad (5.1)$$

其中，Y 為廠商產出； $X_1, \dots, X_n$  為投入要素；A、 $\delta$  和  $\rho$  為參數值，並且滿足  $\sum_{i=1}^n \delta_i = 1$ 。廠商生產成本包括直接投入的生產要素成本及商品製造過程中購買其他行業商品進行加工或使用這些商品，後者稱為中間投入，包括由國內生產者購入或進口外國生產的商品。中間投入成本同樣經由 CES 生產函數(5.1 式)進行計算後，匯入生產要素成本與其他生產過程中之必要開支，成為廠商生產過程的總成本。本研究將行政院主計處公佈之 52 種主要產業整併為 30 種類別行業；另各產業生產之商品由主計處公佈之產業關聯表之 166 項產品整併為 65 項產品。因此，本研究的中間投入共計 30 個行業、65 項商品。

EnFore-Green CGE 模型中，假設原始投入間是可分的

(separable)，並且使用 CES 生產函數對各項要素投入進行加總，得到總合原始投入(aggregate primary input)。另使用相同的 CES 生產函數對區域內生產與進口的中間投入進行加總，得到總合中間投入(aggregate intermediate input)。

在樹狀圖的最上層，則假設總合原始投入與總合中間投入無替代性，並使用 Leontief 生產函數對兩者進行加總，得到該產業最終的生產量。Leontief 生產函數的函數形式如下所示：

$$\bar{Y} = C \times \text{Min}[B_1, \dots, B_n] \quad (5.2)$$

其中， $\bar{Y}$  為投入面總產出， $B_1, \dots, B_n$  為各投入面總合，包含總合中間投入和總合原始投入， $C$  為一參數值。

若從生產供給面來看，則是樹狀圖之最上層，透過兩個 CET (constant elasticity of transformation) 生產函數，對於所供給的產品進行加總，亦可以得到該產業之最終生產量。CET 的函數形式如下所示：

$$Q = B \left[ \sum_{i=1}^G \gamma_i Y_i^{-\rho} \right]^{-1/\rho} \quad (5.3)$$

其中， $Q$  為供給面產出； $Y_1, \dots, Y_G$  為各商品來源之產出水準； $B$ 、 $\gamma$  和  $\rho$  為參數值，並且滿足  $\sum_{i=1}^G \gamma_i = 1$ 。

另外，在傳統一般均衡模型中供給面以及需求面之架構下，R&D 資本投入與非 R&D 資本投入具有相同的效果。事實上，R&D 資本投入應與非 R&D 資本投入所誘發出的乘數不同。因此，EnFore-Green CGE 模型將藉由事先估計出的參數差異，將總合原始投入下的資本

投入，區分為 R&D 和非 R&D 資本投入（請見圖 2.12），再將研發型資本投入分為政府(公共)部門和民間(私人)部門的 R&D 資本投入，亦可模擬研發投資的效益。

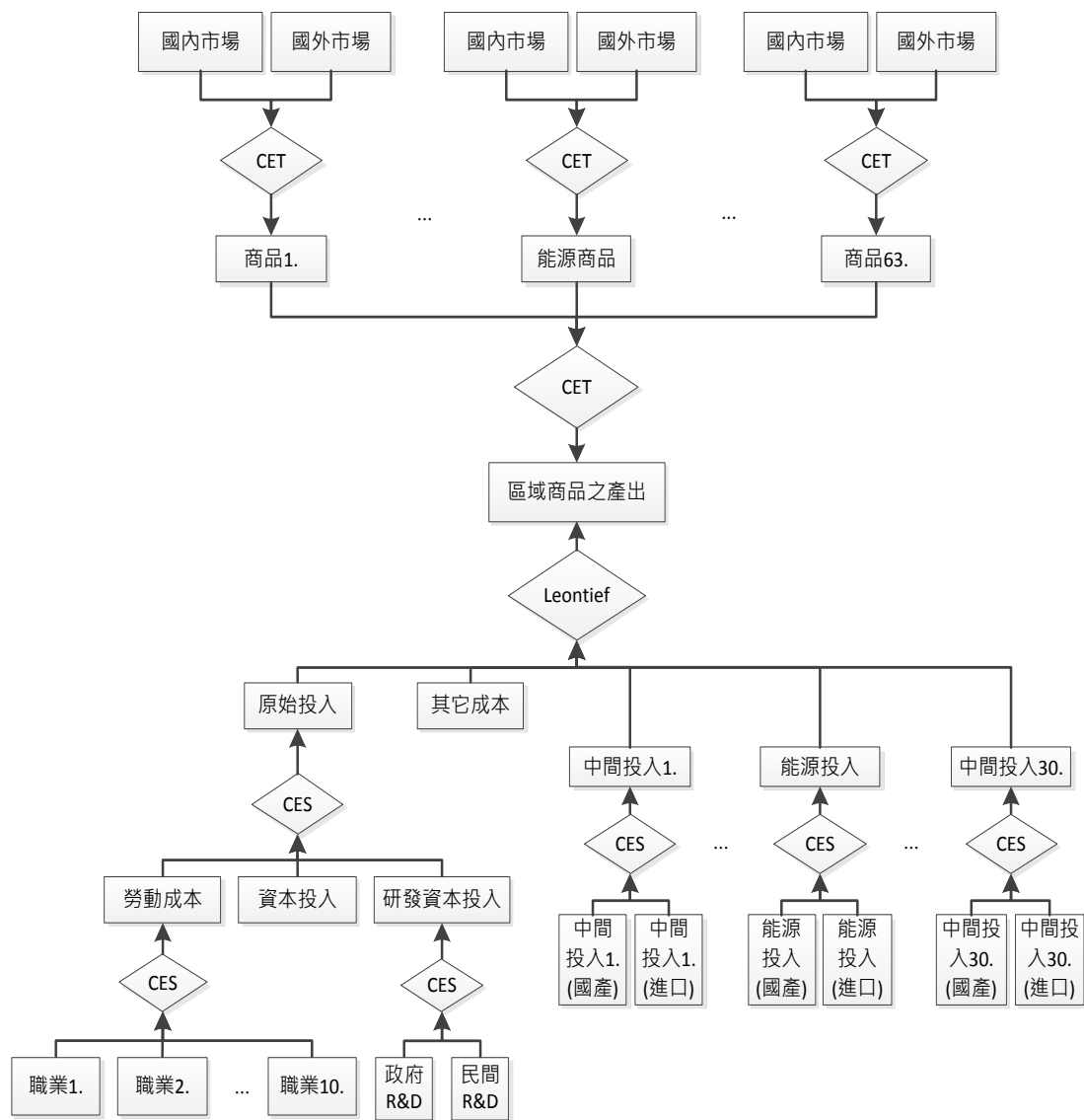


圖 2.12 EnFore-Green 生產投入架構

### 3.投資結構

如圖 2.13 所示，EnFore-Green CGE 模型中假設，各產業之資本財受到生產函數而有所限制，而在此限制之下產業極小化其固定資本形成之成本。其中，資本財之生產是來自於國內自產與國外進口之中間產品作為投入，並以 CES 生產函數(式 5.1)進行加總。最後，將各種不同的資本財透過 Leontief 生產函數進行加總，即為產業之總合資本財數量。

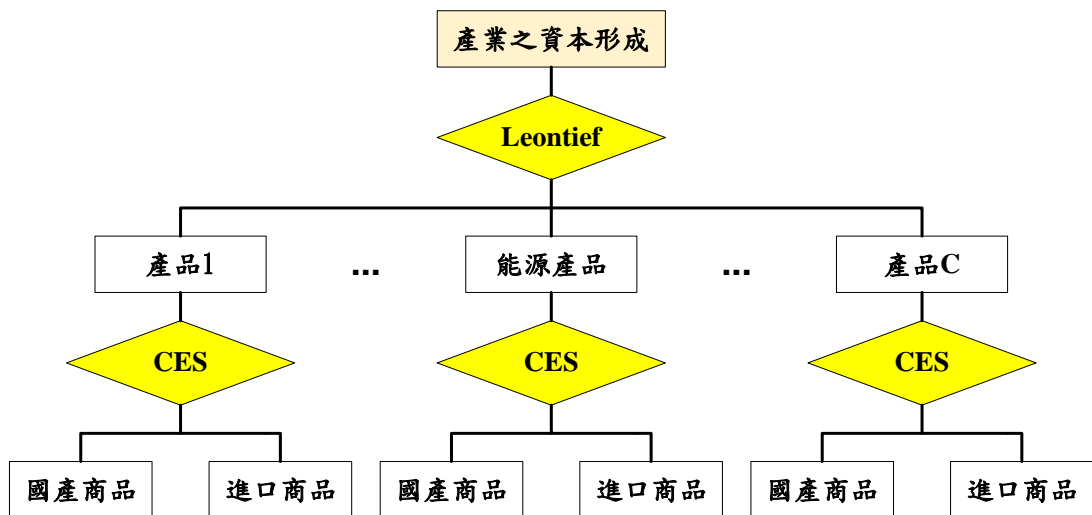


圖 2.13 EnFore-Green CGE 模型的投資結構

### 4.家計消費結構

在需求上著重效用分析。如圖 2.14，在家戶消費上，EnFore-Green CGE 模型採用 Klein-Rubin(1947-1948)效用函數作為消費函數，函數如下所示：

$$U(Z_1, \dots, Z_C) = \sum_{i=1}^C S_i^{Lux} \ln(Z_i - Z_i^{Sub}) \quad (5.4)$$

其中， $Z_i$  為消費者對  $i$  商品的總需求， $Z_i^{sub}$  為視  $i$  商品為必需品的消費者需求； $Z_i - Z_i^{sub}$  則為視  $i$  商品為奢侈品的消費者需求，且隨著所得增減而變動； $S_i^{Lux}$  為視  $i$  商品為奢侈品的消費者需求，占總奢侈品需求的比例。然而，家戶單位對於各商品擁有的份額比例，決定於家戶單位的所得和商品的相對價格，藉此影響消費者效用函數大小。

將區域內各商品別的家戶消費加總成為區域內家戶總消費。而各項消費之商品，各來自於國內自產以及國外各區域之進口，若將國內自產與國外進口之商品以 CES 函數進行加總，即為各項商品之總合供給。

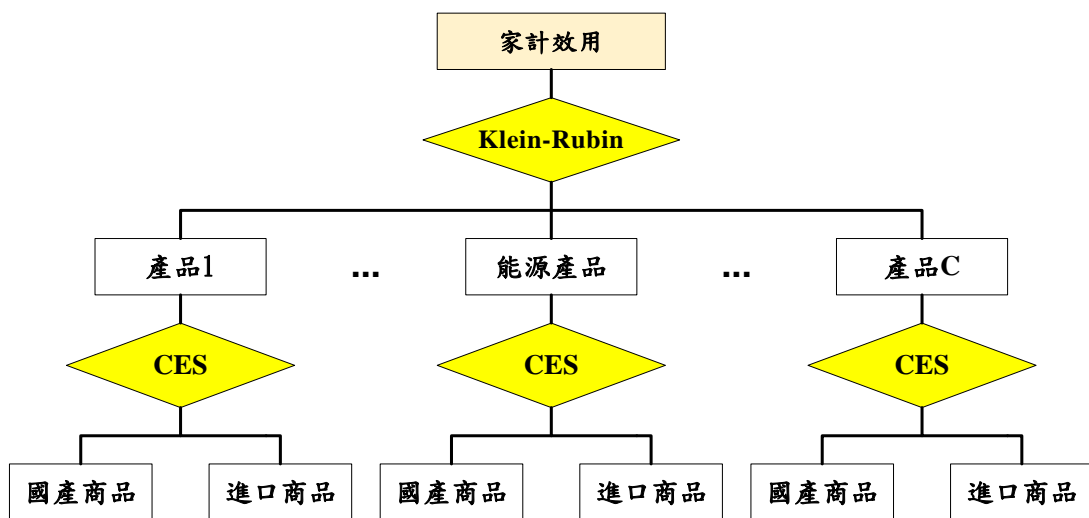


圖 2.14 EnFore-Green CGE 模型的家計結構

## 5. 財稅收支平衡式

傳統 CGE 模型雖堪稱完備，但缺點在於無法觀察衝擊對國家財政的影響效果，亦無法模擬營所和綜所稅對於財政收支的變化。為彌補此憾，本文 EnFore-Green CGE 模型增加了完整的財政收支平衡

於模型內，如可支配所得，政府總稅收，私部門和公部門儲蓄的相關定義等，使一般均衡模型架構擴充為社會會計矩陣 (social accounting matrix, SAM) 的分析架構。如下列式 5.5 至式 5.11：

本研究假設此經濟體不存在「移轉性支付」。因此，課所得稅前的國內生產毛額 (GDP) 將等於社會總產出 (Y) 或總所得。

$$\begin{aligned} \text{GDP (國內生產毛額)} &= Y \text{ (總產出)} = C \text{ (民間消費)} + I \text{ (投資)} \\ &+ G \text{ (政府支出)} + X \text{ (輸出)} - M \text{ (輸入)} \end{aligned} \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} Y_d \text{ (可支配所得)} &= Y - T_i \text{ (所得稅)} = Y - T_L \text{ (綜合所得稅)} - T_B \text{ (營利所得稅)} \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$T \text{ (政府總稅收)} = T_r \text{ (中間稅)} + T_i \text{ (所得稅)} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} S_p \text{ (私人總儲蓄)} &= Y \text{ (總產出)} - T \text{ (政府總稅收)} - C \text{ (民間消費)} \end{aligned} \quad (5.8)$$

$$S_g \text{ (政府總儲蓄)} = T \text{ (政府總稅收)} - G \text{ (政府支出)} \quad (5.9)$$

$$\begin{aligned} S \text{ (總儲蓄)} &= S_p \text{ (私人儲蓄)} + S_g \text{ (政府儲蓄)} \\ &= Y \text{ (總產出)} - C \text{ (民間消費)} - G \text{ (政府支出)} \end{aligned} \quad (5.10)$$

$$I \text{ (投資)} = S \text{ (總儲蓄)} - X \text{ (淨出口)} \quad (5.11)$$

根據上列各式，依序建構具有營利事業所得稅及綜和所得稅等政府財政收支模型於 EnFore-Green CGE 模型，如可將支配所得，民間儲蓄，政府儲蓄和總稅收，及政府財政赤字餘絀等相關方程式，搭配營利事業所得稅和綜合所得稅的資料釐析，讓 EnFore-CGE 模型更多元完備，亦可使本研究之一般均衡模型更符合國家財政政策的



實務運作，模擬結果也更為精確。

## 6. 缺電成本模擬之工具設計

本計畫 EnFore-Green 模型之缺電成本模擬設計中，將採用台電公司之可停電力或缺電機率的資料，包括產業別、與停電時間等，計算各產業每年停電度數，以做為政策之衝擊。

根據台電資料，用電契約之用戶概況表如表 2.11 所示。截至 2011 年 12 月底，表燈用戶共 41,698 戶參與台電之分級電價方案。其中，採行分級電價之表燈住宅用戶僅有 2,100 戶，低壓時間電價用戶 29,317 戶，高壓時間電價用戶 23,314，特高壓時間電價用戶 623 戶。顯示不同電力產品消費者對用電需求均不同。利用表 2.11 的資料，我們可以計算包含營業、非營業、低壓、高壓、特高壓用戶數之占比及用電度數如表 2.11 所示。

表 2.11 2011 年用電契約之用戶概況表

用電契約別		用戶數	平均用電度數(度/月/戶)	
			夏月	非夏月
表燈	營業	39,598	6,391	5,004
	非營業	2,100	4,429	3,373
低壓		29,317	22,257	18,693
高壓		23,314	236,311	201,594
特高壓		623	8,100,862	7,787,195
合計		94,952	8,370,250	8,015,859

註：用戶數為 2011 年 12 月之數據。

資料來源：台電公司。

表 2.12 為 2011 年採用分級電價各類用戶之用電量情況。其中，不論夏月與否，表燈營業與非營業用戶採用時間電價的用電量占全部時間電價用電量之比率甚低，皆不超過 1.24%。採用分級電價用電量最大的為高壓與特高壓用戶，合計為分級電價用戶總用電量的 92.45%。其中，夏月高壓用戶用電量占 17.7%，特高壓用戶用電量占 15.73%；非夏月高壓用戶用電量占 29.3%，特高壓用戶用電量占 30.25%。低壓用戶之夏月用電量僅占 2.03%，非夏月占 3.42%。夏月用電度數合計 45,884GWh，非夏月用電度數合計 82,437GWh，分別占 36%與 64%，全年總計 128,321 GWh。2011 年台電公司全年總售電量為 198,637 GWh，扣掉時間電價總用電量後，即為用戶採用非時間電價的總用電量，70,316 GWh，占全年總用電量的 35%。由於高壓與特高壓用戶必須採用時間電價，其用電量比例甚高，因此造成全國採用時間電價的比率高達約 64%。

表 2.12 2011 年時間電價各類用戶之用電量

用電契約別	夏月用電度數 (GWh)	非夏月用電度數 (GWh)	TOU 占比 (夏月)	TOU 占比 (非夏月)
表燈營業	1,012.28	1,585.19	0.79%	1.24%
表燈非營業	37.20	56.67	0.03%	0.04%
低壓	2,610.03	4,384.18	2.03%	3.42%
高壓	22,037.42	37,599.70	17.17%	29.30%
特高壓	20,187.35	38,811.38	15.73%	30.25%
合計	45,884	82,437	36%	64%

資料來源：本研究自行推估。

本研究將採用台電公司之可停電力的資料，包括產業別、與停電時間等，計算各產業每年停電度數，以做為政策之衝擊。因此，由台電公司之需求面管理(demand side management, DSM)之契約規定，可得與台電公司簽定可停電力契約之廠商的契約總數。另依我國行政院主計處之產業產業別區分，可得每年不同產業別及用電戶別可停電力之概況，並以此做為本研究模擬缺點成本之政策情境衝擊。藉由可能用電度數的減少來做為產業缺電時之政策情境，可模擬當各產業之電力短缺時，對各產業部門之產值的影響。在比較當產業不缺電(投入面)，缺限電(投入面)之下的產值變化，並以此做為產業之缺電成本估計。最後利用此資訊規劃適當的差別定價方案及貧富間、產業間財富重分配效果。

除了以台電需求面管理之契約總數估計各產業的缺電成本之外，本計畫亦就我國現行發電端缺電機率(LOLP)之規劃標準模擬缺電成本，作為產業部門缺電成本的比較基準之一。

由於電力產業是基礎事業，各產業都必需使用電力(購買電力產品)。因此，電力短缺將影響產業之產值，進而影響到總體經濟的發展。在本研究中，透過EnFore-Green的模擬，除了可估計社會缺電成本之外，亦可以推估電力短缺對國內總體經濟環境的影響。

值得注意的是，本研究所採用之模型，基本上是假設在競爭市場的架構下進行估計。雖然我國電業為獨占之公共事業，營業目的非為追求利潤極大，但電力用戶數量龐大，各產業部門對於電力價格而言，仍是價格接受者。因此目前在模型設定上，較偏向於完全競爭市場之架構。即假設電力公司沒有追求獨占超額利潤。

## 參、主要發現與結論

### 一、產業部門缺電成本估計結果

產業部門缺電成本的估計，關係著產業部門對電力產品的風險。合理估測產業部門的缺電成本，可提供台電公司在進行產業部門分級電價訂定策略時的參考依據之一。因此，本計畫將透過兩種不同情境估計缺電成本，並與台灣過去缺電成本之相關分析進行比較。另藉產業部門的缺電成本設計出合適的產業分級電價設計，並模擬在此分級電價方案之下，對我國總體經濟效益成本分析與節能減碳的效果。缺電成本之估計與分級電價的模擬流程如圖 3.1 所示。

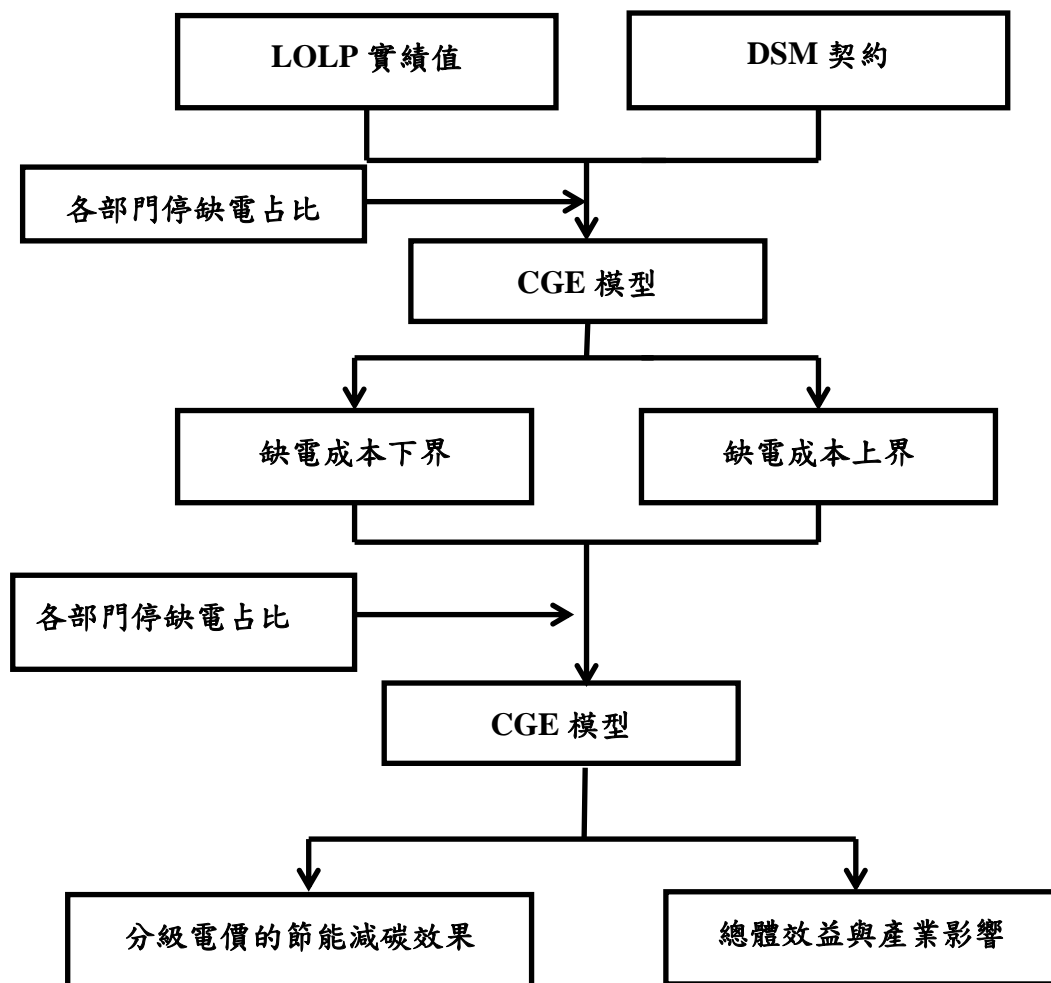


圖 3.1 缺電成本與分級電價實證模擬流程

## (一) 發電端缺電機率(LOLP)之規畫標準

根據台電公司公布之發電端缺電機率規畫標準，我國在 2008 年以前，每年容許缺電 0.5 天的缺電。2008 年之後每年容許缺電降為每年 0.365 天。若依據台電 LOLP 規畫標準，2008 年之後，每年容許產業部門之用戶的缺電比例約為 0.1%。

據此，本計畫首先將 LOLP 規畫做為政策情境，估計在該情境下各產業之缺電成本。基本設計為在各產業部門之用電度數同時減少 0.1% 政策衝擊下，估計各部門之產值的變動以做為各產業部門之缺電成本。

本計畫以 EnFore-Green 模式開始進行政策模擬，於模擬之前須校準模式的參數，使模式能正確反映 LOLP 規畫之政策變動對經濟環境及產業變動造成的影響。校準之方式主要係透過內生與外生變數的交換設定而達成目的，先由實際已發生之經濟成長率作為模式之給定變數，稱為外生變數設定。再由模式自行計算產生之變數，稱為內生變數設定。校準程序為用已經實現之經濟環境變動，再將模式之輔助參數以內生變數之方式產生合理的數據。

由於本計畫乃採用 95 年行政院主計處之產業關聯表，而 LOLP 規畫則為現行之停缺電規畫標準，因此於 2006 年~2012 年間應先進行基線校準，作為政策模擬效果之比較基準。接著，再進行 LOLP 規畫之政策情境，比較政策變動之總體衝擊及產業部門產值變動，並藉以估測其缺電成本。

根據經濟部能源局之公開資訊顯示，2012 年我國各產業部門之用電度數如表 3.1 所示。依據產業部門區分，我國工業部門前五大高耗電產業分別為電機業；化學材料製業中之基本化學材料業與石化

原料業；金屬基本工業中之鋼鐵基本工業；及塑膠製品業。此外，服務業部門之總耗電量高達 46,984.1 百萬度。但由於台電的公開資訊中，對於服務業部門並未細分其產業結構。故本計畫乃依據行政院主計處之產業區分標準，再依據各服務業部門之產值占總服務業產值比例為權數，進一步細分各不同服務業之產業部門耗電量。結果發現在我國的服務業部門中以批發零售業、不動產業、及金融保險業之耗電量較高。因此，本計畫在模擬 LOLP 規畫之缺電成本時，除了分析對總體經濟之衝擊之外，亦將針對各高耗電產業之產值與附加價值變動進行估測。根據其產值與附加價值之變動，再利用 2012 年各產業的用電度數，計算其產業部門每度電之平均缺電成本。

表 3.1 2012 年我國各產業部門用電度數

單位：百萬度

產業部門	用電度數	產業部門	用電度數
工業部門	128,412.2	塑膠製品業	5,710.9
礦業	399.1	非金屬礦製品製造業	5,534.3
食品製造業	3,723.3	水泥業	1,955.7
紡織業	5,618.0	其他	3,578.6
皮革業	232.4	金屬基本工業	16,148.9
木竹業	405.7	鋼鐵基本工業	15,068.0
紙業	3,440.5	非鋼鐵基本工業	1,081.0
印刷業	554.2	(鋁業)	588.9
化學材料製造業	27,242.0	金屬製品製造業	6,561.0
基本化學材料業	19,240.7	機械業	2,046.6
基本化工業	220.4	電機業	39,817.2
石化原料業	17,346.4	運輸工具修配業	2,321.2
肥料製造業	-	其他	4,188.6
人纖製造業	5,655.4	運輸部門	1,288.6
樹脂塑膠橡膠業	1,514.7	農業部門	2,707.9
其他化材製造業	831.2	服務業部門	46,984.1
化學製品業	3,307.7	住宅部門	43,323.8
橡膠製品業	1,160.6		

資料來源：經濟部能源局

本計畫以 LOLP 規畫為模型之政策情境，模擬對總體經濟之效果，如表 3.2 所示。若 LOLP 規畫標準為允許平均缺電時間為 0.365 天/年。在此缺電政策情境之下，對總體經濟的影響中，實質 GDP 將減少約 0.028%；另外在就業率方面，以因此造成就業率下降約 0.22%；而民間消費與政府消費方面，分別為減少約 0.068% 與 0.02%；對於我國之進口與出口均呈現不利的影響，唯出口減少的幅度相對小於進口減少的幅度，導致我國之淨出口仍呈現增加 0.08%。據此，我們可以推論，在 LOLP 規畫之下，因為每年允許 0.365 天的缺電時間，將因為缺電所衍生的產量或銷售量減少而導致缺電成本的產生，對我國之總體經濟具有不利的影響。

表 3.2 2012 年 LOLP 規畫之總體經濟效果

總體變數	效果
<b>實質 GDP</b>	<b>-0.0276%</b>
就業率	-0.0224%
通貨膨脹率	0.0189%
民間消費	-0.0682%
政府消費	-0.0205%
淨出口	0.0804%
出口	-0.0277%
進口	-0.1024%

因為在 LOLP 規畫標準下，對我國總體經濟之進出口均有負面的影響，本研究進一步呈現各產業部門在 LOLP 規畫標準下，進出口變化如表 3.3 所示。

表 3.3 各產業進出變動(LOLP 規畫標準)

單位：%

產業部門	進口	出口
農牧林業	-0.0963	-0.0195
漁業	-0.0468	-0.0102
紡織業	-0.0262	-0.0389
造紙業及印刷業	-0.0197	-0.0106
石油及煤製品業	-0.0391	-0.0117
化學材料製造業	-0.088	-0.0226
化學製品製造業	-0.0828	-0.0128
橡膠製品製造業	-0.0555	-0.0057
塑膠製品製造業	-0.0401	-0.0066
水泥業及其他非金屬礦製品業	-0.0292	-0.0122
鋼鐵業及其他基本金屬製造業	-0.0763	-0.0248
礦業及土石採取業	-0.1096	-0.0042
食品業	-0.0498	-0.0023
木製品業	-0.0231	-0.0017
金屬製品製造業	-0.2605	-0.0561
電力電子機械製造業	-0.1501	-0.0622
機械設備製造業	-0.1153	-0.0508
運輸工具製造業	-0.1062	-0.0445
其他製造業	-0.0441	-0.0124
電力供應業	-0.2054	-0.0032
氣體燃料供應業	-0.0076	-0.0001
用水供應業	-0.0001	0
營造業	-0.0026	-0.1826
運輸業	-0.0260	-0.0479
運輸服務與倉儲業	-0.0771	-0.0911
商業部門	-0.1240	-0.0118
金融保險與不動產業	-0.0011	-0.0049
公共行政與國防業	-0.002	-0.0003
資訊及通訊通信傳播業	-0.0088	-0.0144
未分類其他服務業	-0.0063	-0.0002

除此之外，針對 LOLP 規畫標準對我國高耗電產業的衝擊 (含產值與附加價值)如表 3.4 所示。由表 3.4 的結果顯示，工業部門因缺電所造成之產值與附加價值的損失衝擊，明顯高於對服務業部門的衝



擊。其中，又以基本化學材料業之衝擊損失最高，產值與附加價值分別減少約 1.15%與 0.31%；其次為石化材料業，產值與附加價值分別減少約 0.98%與 0.30%。服務業部門中，批發及零售業、不動產業與金融服務業，因缺電所造成之產值損失較小，衝擊效果分別為約 0.022%、0.009%與 0.006%。

表 3.4 LOLP 規畫對產業別的衝擊

產值變化(%)		附加價值(%)	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門			
電機業	-0.407	電機業	-0.105
基本化學材料業	-1.149	基本化學材料業	-0.311
石化原料業	-0.976	石化原料業	-0.304
鋼鐵基本工業	-0.622	鋼鐵基本工業	-0.204
塑膠製品業	-0.307	塑膠製品業	-0.096
服務業部門			
批發及零售業	-0.022	批發及零售業	-0.010
不動產業	-0.009	不動產業	-0.005
金融保險業	-0.006	金融保險業	-0.003

本研究進一步計算在 LOLP 規畫標準之下，各產業部門與住宅部門(家計部門)之平均缺電成本，如表 3.5 所示。其中，各產業平均缺電成本的計算，乃是透過 EnFore-Green 模型，模擬各產業部門之產值與附加價值的損失總額，再除以各產業部門的平均缺電度數得到。另外在家計部門的缺電成本方面，乃藉由模型模擬 LOLP 規畫標準估算對家戶薪資的衝擊影響。本文採用 2012 年行政院主計處之家庭收支調查報告中，對各家戶單位之本業薪資的資料。其次，將模擬之薪資衝擊造成對家計部門本業薪資總額的影響，除以前述之

住宅部門的用電度數，即可計算住宅部門之平均每度用電的缺電成本。

對家計用戶而言，本研究之模型乃推估產業產值變化對家計單位薪資的影響進行推估其缺電成本。然若考慮家計部門之資本利得，可能使家計部門之缺電成本較高，但由於資本利得與用電較無關。本研究模型乃以本業薪資所得設定之，以薪資所得來估計家計部門之缺電成本較為一致。

根據表 3.5，由 LOLP 規畫標準所計算之缺電成本，可以發現工業部門的缺電成本均高於服務業部門的缺電成本，其中又以基本化學材料業、石化原料業與鋼鐵基本工業之缺電成本較高，以產值計算之缺電成本分別約為 29.88 元/度、23.49 元/度與 32.66 元/度；而以附加價值所計算之缺電成本則小於以產值計算的缺電成本。唯服務業部門以產值計算的缺電成本與以附加價值計算之缺電成本差異較小。除此之外，若以總工業部門來看，以產值與附加價值所計算之缺電成本分別為 3.89 元/度與 1.77 元/度。住宅部門薪資衝擊之缺電成本則為 1.02 元/度。

表 3.5 LOLP 規畫之缺電成本

單位：度/元

產值計算		附加價值計算	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門		工業部門	
電機業	7.01	電機業	2.12
基本化學材料業	29.88	基本化學材料業	8.77
石化原料業	23.49	石化原料業	6.49
鋼鐵基本工業	32.66	鋼鐵基本工業	10.04
塑膠製品業	8.782	塑膠製品業	2.55
服務業部門		服務業部門	
批發及零售業	3.52	批發及零售業	1.98
不動產業	1.77	不動產業	0.83
金融保險業	1.14	金融保險業	0.59
總生產部門	3.89	總生產部門	1.77
		住宅部門(家計部門)	1.02

由表 3.5 的結果可以發現，雖然電機業的用電量較其他製造業高，但電機業的缺電成本相對較其他高用電之產業部門為低，這樣的結果可先由產業部門的電力投入產出係數做初步解釋。如表 3.6 所示，在高用電產業部門中，電機業的電力投入產出係數較其他高用電產業部門為低。也就是說，雖然電機業對電力的需求量較高，但在生產投入中，電力的投入占比較其他製造業部門為低。雖然電機業用電量高，但因為停、缺電而造成之產業損失較其他高用電製造業部門為低，因此所估測的缺電成本亦較低。其次，由於電機業用電量高，在分擔缺電產值衝擊時時，也會降低缺電成本的平均數值。

表 3.6 高用電產業部門電力投入產出係數

電力投入產出係數	
產業別	
工業部門	
電機業	0.0081
基本化學材料業	0.0135
石化原料業	0.0127
鋼鐵基本工業	0.0114
塑膠製品業	0.0150
服務業部門	
批發及零售業	0.0101
不動產業	0.0019
金融保險業	0.0018
總生產部門	0.0087

## (二) 發電端缺電機率(LOLP)之實績值模擬

根據 LOLP 規畫標準，自 2008 年以後，為允許平均缺電時間為 0.365 天/年，亦即每年容許產業部門之用戶的缺電比例約為 0.1%。但事實上，此規畫標準未必真正實現，也就是說允許平均缺電時間為 0.365 天/年乃是電力工程規劃一年之內的缺電上限。為求實證的結果更貼近現實狀況，本研究另以 LOLP 的實績值做為政策情境，並在此政策情境之下，估算各產業部門的缺電成本。

根據台電公布的資料，2012 年的 LOLP 實績值約為 0.0301 天/年，換算其停缺電機率為 0.0082%。因此，本研究 2012 年 LOLP 實績值做為新的政策情境，模擬在該情境下各產業之缺電成本。亦即假設在各產業部門之用電度數同時減少 0.0082% 政策衝擊之下，估計各部門產值的變動以做為各產業部門之缺電成本，結果如表 3.7 所示。

若 LOLP 規畫標準改為允許平均缺電時間為 0.0301 天/年，對總體經濟的影響為：實質 GDP 將減少約 0.0024%；另外在就業率方面，以因此造成就業率下降約 0.0019%；民間消費與政府消費方面，分別為減少約 0.0059%與 0.0021%；對於我國之進口與出口均呈現不利的影響，唯出口減少的幅度相對小於進口減少的幅度，導致我國之淨出口仍呈現增加 0.0079%。據此，我們可以推論，在 LOLP 實績之下，因為每年的缺電時間為 0.0301 天，同樣將衍生對我國之總體經濟具有不利的影響，唯其幅度相當有限。

表 3.7 2012 年 LOLP 實績之總體經濟效果

總體變數	效果
<b>實質 GDP</b>	<b>-0.0024%</b>
就業率	-0.0019%
通貨膨脹率	0.0017%
民間消費	-0.0059%
政府消費	-0.0021%
出口	-0.0022%
進口	-0.0101%

表 3.8 LOLP 實績對產業別的衝擊

產值變化(%)		附加價值(%)	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門			
電機業	-0.039	電機業	-0.0101
基本化學材料業	-0.1233	基本化學材料業	-0.0357
石化原料業	-0.0879	石化原料業	-0.0276
鋼鐵基本工業	-0.06445	鋼鐵基本工業	-0.0201
塑膠製品業	-0.0301	塑膠製品業	-0.0089
服務業部門		服務業部門	
批發及零售業	-0.0021	批發及零售業	-0.0010
不動產業	-0.0010	不動產業	-0.0004
金融保險業	-0.0008	金融保險業	-0.0002

除此之外，針對 LOLP 實績對我國高耗電產業的衝擊如表 3.8 所示。由表 3.8 的結果顯示，工業部門因缺電所造成之產值與附加價值的損失衝擊，明顯高於對服務業部門的衝擊。其中，又以基本化學材料業之衝擊損失最高，產值與附加價值分別減少約 0.12% 與 0.036%；其次為石化材料業，產值與附加價值分別減少約 0.088% 與 0.028%。服務業部門中，批發及零售業、不動產業與金融服務業，因缺電所造成之產值損失較小，衝擊效果分別為約 0.0021%、0.001% 與 0.0008%。

本研究進一步計算在 LOLP 實績對各產業部門與住宅部門(家計部門)之平均缺電成本，如表 3.9 所示。其中，各產業平均缺電成本的計算，乃是透過 EnFore-Green 模型，模擬各產業部門之產值與附加價值的損失總額，再除以各產業部門的平均缺電度數得到。另外在家計部門的缺電成本方面，乃藉由模型模擬 LOLP 規畫標準估算

對家戶薪資的衝擊影響。本文採用 2012 年行政院主計處之家庭收支調查報告中，對各家戶單位之本業薪資的資料。其次，將模擬之薪資衝擊造成對家計部門本業薪資總額的影響，除以前述之住宅部門的用電度數，便可計算住宅部門之平均每度用電的缺電成本。

根據表 3.9，由 LOLP 規畫標準所計算之缺電成本，可以發現工業部門的缺電成本均高於服務業部門的缺電成本。其中，又以基本化學材料業、石化原料業與鋼鐵基本工業之缺電成本較高，以產值計算之缺電成本分別約為 3.71 元/度、2.65 元/度與 3.66 元/度；而以附加價值所計算之缺電成本則小於以產值計算的缺電成本。唯服務業部門以產值計算的缺電成本與以附加價值計算之缺電成本差異相當有限。

若以總工業部門來看，以產值與附加價值所計算之缺電成本分別為 2.54 元/度與 1.31 元/度。住宅部門薪資衝擊之缺電成本則為 0.09 元/度。本研究以 LOLP 實績值為政策情境，模擬各產業之缺電成本，並以此做為缺電成本之下界。

表 3.9 LOLP 實績之缺電成本

單位：元/度

產值計算		附加價值計算	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門		工業部門	
電機業	0.82	電機業	0.29
基本化學材料業	3.71	基本化學材料業	1.12
石化原料業	2.65	石化原料業	0.67
鋼鐵基本工業	3.66	鋼鐵基本工業	1.05
塑膠製品業	1.02	塑膠製品業	0.27
服務業部門		服務業部門	
批發及零售業	0.41	批發及零售業	0.12
不動產業	0.21	不動產業	0.05
金融保險業	0.13	金融保險業	0.04
總生產部門	2.54	總生產部門	1.31
		住宅部門(家計部門)	0.09

### (三) 台電公司 DSM 契約模擬

台電公司在需求面管理上的措施之一，就是「減少用電措施」方案。所謂「減少用電措施」係由電業提供電價折讓誘因，在系統高載期間或電力供應發生困難時，引導用戶減少或暫停部分用電。例如將尖峰或半尖峰時段之產程移轉至離峰時段作業，使該時段之電力需求減少，以改善系統負載型態。此舉可延緩對新設電源之開發或降低可能面臨之限電風險，電業則將所節省之投資相關成本反映在電價折讓上。用戶則可衡量本身之作業特性及用電風險，與電業簽訂配合減少用電優惠電價契約。

減少用電措施之設計理念，從經濟觀點而言，用戶乃在效益成本評估下選擇有利之方案，而電業也在可接受的範圍內給予電費折



扣，除可雙方獲益外亦可降低停限電所帶來之社會衝擊。

減少用電措施相較於其他措施，對抑低負載之效果而言更為明確且易於掌握；另可針對用戶不同用電特性，設計推出不同的減少用電措施方案，以增加用戶參與意願且擴大實施績效。

民國 95 年以前「減少用電措施」原名「可停電力電價」，為便於由命名會意內涵，乃參照國外電業需量反應電價制度之定義更名，目前訂有計劃性減少用電措施(一)~(四)與臨時性減少用電措施(一)~(四)計八類，茲簡介如表 3.10 所示：

表 3.10 台電 DSM 契約

減少用電措施	選用對象	實施期間	抑低用電時間	抑低契約容量
計劃性(一)	經常契約容量在 500 瓩以上	每年五~十二月電費月份	每月抑低用電 4 日，每星期抑低用電 1 日，每日抑低用電 7 小時。	最低抑低契約容量為經常契約容量之 50%。
計劃性(二)	經常契約容量在 500 瓩以上	每年六月中旬~十月提出申請當年以一次為限	抑低用電月份，星期一至星期五，每日抑低用電 6 小時。	最低抑低契約容量為經常契約容量： (1) 5,000 瓩以下部分之 40%。 (2) 5,001 瓩以上部分之 25%。
計劃性(三)	500 瓩以上或學校用戶	每年七~十月電費月份	每月抑低用電 8 日，每日抑低用電 7 小時。	最低抑低契約容量為經常契約容量之 50%
計劃性(四)	500 瓩以上或學校用戶	每年八~九月電費月份	抑低用電月份星期一至星期五，每日下午抑低用電 1 小時或 2 小時。	最低抑低契約容量為經常契約容量： (1) 5,000 瓩以下部分之 40%。 (2) 5,001 瓩以上部分之 25%。
臨時性(一)	經常契約容量在 1,000 瓩以上之用戶	全年	視系統需要，於限電前 2 小時通知，以日為單位，每日抑低用電 1 次	不得低於限電期間強制性減少用電容量
臨時性(二)	經常契約容量在 500 瓩以上之用戶	全年	依系統需要通知用戶抑低用電，每次時間不低於 4 小時，全年累積次數不超過 25 次，合計時間不超過 250 小時	最低抑低契約容量為經常契約容量： (1) 5,000 瓩以下部分之 40%。 (2) 5,001 瓩以上部分之 25%。
臨時性(三)	之經常契約容量在 100 瓩以上，並以高壓供電之用戶	全年	依二次變電所供電需要，於抑低用電前 2 小時通知用戶，每次時間不低於 4 小時，全年累計不超過 40 次。	最低抑低契約容量為經常契約容量之 40%
臨時性(四)	經常契約容量 500 瓩以上用戶	全年	依系統需要通知用戶，用戶得選擇每次執行時間為 2 小時或 4 小時，以日為單位，每日 1 次	最低抑低契約容量為經常契約容量：

資料來源：台電(2012)減少用電措施

本計畫將「減少用電措施」方案中，各產業部門簽訂之契約量，視為該產業部門可忍受停缺電量風險的表徵。一般而言，廠商在生產製造過程中必須使用電力，最佳的狀況當然是在生產過程中不會出現停缺電的狀況。但事實上電力公司供給電力時，不可避免會有停缺電的風險存在，若發生停電時，對廠商就會產生損失。

依據風險管理的角度來講，廠商和台電公司簽訂的契約量，即是該廠商在可忍受停缺電量的前題下，將停缺電所遭受的損失，轉嫁給台電公司。對台電公司而言，與廠商簽訂 DSM 契約，可減少因停缺電而導致賠償和民怨之社會成本。因此，以「減少用電措施」方案契約量做為模擬缺電成本之政策情境，較近風險管理的缺電成本概念。對廠商而言，若停缺電所造成之損失很高(如電子業)，則該產業的廠商會選擇他途解決用電瓶頸，如自備發電設備等，而不會傾向與台電公司簽訂「減少用電措施」方案。只有當停缺量的電力用量，在廠商可接受的範圍，廠商才會選擇與台電公司簽訂「減少用電措施」方案，將停缺電的損失轉由台電公司負擔。

廠商與台電公司簽訂 DSM 契約，雖然是廠商計畫性的對於可停電力所簽訂的契約。但可將此契約，視為廠商對於缺電時的一種保證，即廠商與台電簽訂 DSM 契約，可以獲得台電在電費上的優惠。以這種的契約來看，台電在電費上的優惠，即代表廠商在停缺電時的補貼，也就是 WTA 的意義。因此，本研究以台電的 DSM 契約之可停電力數量做為衝擊情境，即表示假設當所簽訂契約的所有可停電力皆發生時的缺電成本案例。對廠商產值與附加價值的影響即為廠商在 DSM 契約下，因停缺電所產生的缺電成本，可視為本研究在模擬推估缺電成本的上界(upper bound)；而前文 LOLP 實績規畫則為

本研究缺電成本的下界(lower bound)。

台電「減少用電措施」方案契約為 8+2 的契約模式，其中 4 項為計畫性，4 項為臨時性。本研究在實證模擬時，乃為根據計畫性與臨時性契約所簽定之總容量，計算各產業每年的停缺電度數。就資料顯示在台電所提供的 DSM 簽約容量，多集中在計畫性的契約中。由此可見，我國需求面時間電價管理，離先進國家自由化電力市場需求面管理的實務尚有很大的改善空間。

本計畫由「減少用電措施」方案的內容與廠商簽定的契約量，配合 2012 年我國各產業部門用電度數，可以計算出各產業部門之可停電力占全年總用電度數的比例，如表 3.11 所示。表 3.11 顯示簽訂契約量高的產業，主要包括礦業、水泥業、與鋼鐵基本工業等，各業占比都超過 1%。一般我們普遍認為電機業在停缺電發生時所造成之經濟損失較高，但電機業廠商與台電公司簽定的可停電力占比卻相當的低。造成這樣的情況正是因為對電機業者而言，停缺電的損失太大，「減少用電措施」方案的價金不具吸引力所致。因此，這些廠商大多會自備發電設備或尋求他途解決問題。對電機業而言，其可忍受的停電量相對較小（或停電量成本相對較高），因此，與台電簽訂可停電力契約量的占比就相對較低。這方面在未來可藉調查或專家訪查的方式補強，但礙於調查成本高，本計畫目前無法進行，將留待後續研究為之。

表 3.11 台電 DSM 契約下產業部門之可停電力占比

單位：%

產業部門	可停電力	產業部門	可停電力
工業部門	0.239	塑膠製品業	0.009
礦業	1.354	非金屬礦製品製造業	0.592
食品製造業	0.105	水泥業	1.334
紡織業	0.122	其他	0.186
皮革業	0.251	金屬基本工業	1.078
木竹業	0.110	鋼鐵基本工業	1.147
紙業	0.066	非鐵金屬基本工業	0.058
印刷業	0.056	(鋁業)	0.117
化學材料製造業	0.021	金屬製品製造業	0.190
基本化學材料業	0.008	機械業	0.301
基本化工業	0	電機業	0.054
石化原料業	0.009	運輸工具修配業	0.144
人纖製造業	0.040	其他	0.646
樹脂塑膠橡膠業	0.021	運輸部門	0
其他化材製造業	0.205	農業部門	0
化學製品業	0.054	服務業部門	0
橡膠製品業	0.109	住宅部門	0

資料來源：本研究整理

本計畫根據台電可停電力契約之廠商的契約總數，並依照產業別區分不同產業別及用電戶別可停電力之概況，做為政策情境衝擊及實證模擬各產業部門在風險管理下的缺電成本。如表 3.12 所示。在 DSM 契約的政策情境之下，對總體經濟有不利的影響，包括實質 GDP、就業率、民間消費、政府消費與通貨膨脹率等，其中實質 GDP 將減少約 0.0457%，亦即約損失實質 GDP 約 68.69 億元；另外在就業率方面，以因此造成就業率下降約 0.0342%，亦即就業人數將減少 3,762 人；而民間消費與政府消費方面，分別為減少約 0.101% 與 0.032%；對於我國之進口與出口均呈現不利的影響，唯出口減少的幅度相對小於進口減少的幅度。

表 3.12 2012 年 DSM 契約之總體經濟效果

總體變數	效果
<b>實質 GDP</b>	<b>-0.0457%</b>
就業率	-0.0342%
通貨膨脹率	0.0339%
民間消費	-0.1007%
政府消費	-0.0322%
淨出口	-0.0472%
出口	-0.1517%
進口	-0.1024%

除此之外，若 DSM 契約實際發生時的政策情境，對我國高耗電產業的衝擊，如表 3.13 所示。由表 3.13 的結果顯示，工業部門因缺電所造成之產值與附加價值的損失衝擊，明顯高於對服務業部門的衝擊。其中，又以鋼鐵工業之衝擊損失最高，產值與附加價值分別減少約 6.24% 與 2.78%。這是因為鋼鐵基本工業在五大高耗能產業中的契約量最高所致，即當 DSM 契約實際發生時，造成的產值影響亦最高。但對電機業而言，雖然其為高耗能產業，若發生停缺電時的損失亦應很高，但因為該產業之契約量較低，因此其產值變動不如並未高於鋼鐵基本工業。服務業部門中，批發及零售業、不動產業與金融服務業，因缺電所造成之產值損失較小，衝擊效果分別為約 0.004%、0.002% 與 0.001%。

表 3.13 DSM 契約對高耗電工業與服務業的衝擊

產值變化(%)		附加價值(%)	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門			
電機業	-0.207	電機業	-0.087
基本化學材料業	-0.114	基本化學材料業	-0.044
石化原料業	-0.081	石化原料業	-0.031
鋼鐵基本工業	-6.241	鋼鐵基本工業	-2.784
塑膠製品業	-0.025	塑膠製品業	-0.011
服務業部門		服務業部門	
批發及零售業	-0.004	批發及零售業	-0.002
不動產業	-0.002	不動產業	-0.001
金融保險業	-0.001	金融保險業	-0.000

本研究進一步計算在 DSM 契約之下，各產業部門與住宅部門(家計部門)之平均缺電成本，如表 3.14 所示。其中，各產業平均缺電成本的計算，乃是透過 EnFore-Green 模型，模擬各產業部門之產值與附加價值的損失總額，再除以各產業部門的平均缺電度數得到。另外在家計部門的缺電成本方面，乃藉由模型模擬 LOLP 規畫標準估算對家戶薪資的衝擊影響。本文採用 2012 年行政院主計處之家庭收支調查報告中，對各家戶單位之本業薪資的資料。其次，將模擬之薪資衝擊造成對家計部門本業薪資總額的影響，除以前述之住宅部門的用電度數，便可計算住宅部門之平均每度用電的缺電成本。

根據表 3.14，由 DSM 契約標準所計算之缺電成本，可以發現工業部門的缺電成本均高於服務業部門的缺電成本，其中又以基本化學材料業、石化原料業與鋼鐵基本工業之缺電成本較高，以產值

計算之缺電成本分別約為 30.32 元/度、33.89 元/度、與 42.44 元/度；而以附加價值所計算之缺電成本則小於以產值計算的缺電成本。唯服務業部門以產值計算的缺電成本與以附加價值計算之缺電成本差異較小。除此之外，若以總工業部門來看，以產值與附加價值所計算之缺電成本分別為 29.66 元/度與 9.28 元/度。住宅部門薪資衝擊之缺電成本則為 2.19 元/度。

表 3.14 DSM 契約之缺電成本

單位：元/度

產值計算		附加價值計算	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門	29.66	工業部門	9.28
電機業	17.28	電機業	7.54
基本化學材料業	30.32	基本化學材料業	14.52
石化原料業	33.89	石化原料業	15.66
鋼鐵基本工業	42.44	鋼鐵基本工業	20.11
塑膠製品業	14.73	塑膠製品業	6.67
服務業部門	2.88	服務業部門	1.97
批發及零售業	3.66	批發及零售業	2.12
不動產業	2.54	不動產業	1.07
金融保險業	2.21	金融保險業	1.14
總生產部門	6.62	總生產部門	4.01
		住宅部門(家計部門)	2.19

#### (四) 缺電成本估計結果比較

如前文，本計劃所採用之缺電成本的估計方式，有別於以往台灣缺電成本之研究，係以生產函數推估法為主。本計劃所使用之 CGE 模型雖然無法針對各部門之細部時間停、缺電狀況推估其缺電成本，但可以就不同政策情境（如 LOLP 標準規畫、LOLP 實績值與台電 DSM 契約等）進行實證模擬，且進一步可觀察總體經濟的衝擊以



及整體產業部門之間的直接與間接影響。

比較過去國內文獻（見表 2.3）所推估之缺電成本，發現以問卷調查法所估計之缺電成本，如 1990 年研究估計的缺電成本為 78.3 元/度，其附帶的總體經濟模型所估計之缺電成本為 11.18 元/度。另如 2011 年研究估計之產業部門的缺電成本為 87~1,530 元/度，其附帶的總體經濟模型推估的缺電成本為 15.9 元/度。其間的差異頗大，如表 2.3 所示。

與本研究所推估之缺電成本比較，首先以 CGE 模型所估計（三種政策情境）之缺電成本，皆小於以往問卷調查所推估之缺電成本。顯示以往由問卷調查法所推估之缺電成本，可能因廠商通常會高估停、缺電所帶來之生產成本損失而刻意誤報。或者因廠商受訪人對缺電成本的認知非常有限而誤報數據。例如，由 2011 年研究以問卷調查法所推估之缺電成本介於 87~1,530 元/度，其估測的區間高達每度電千元以上（平均工業電費僅 2-3 元/度）。如以此樣本數據反推全年產業損失總值母數，很可能估或超出該產業實際年產值甚多，明顯不合理。故過去文獻以問卷調查法所推估之產業部門缺電成本，其估計偏誤甚高。

彙整本研究與國內過去研究之產業缺電成本結果如表 3.15 所示。本研究使用 CGE 數量模型進行產業缺電成本的估計，雖然可能相對較不易掌握用電戶之實際時間停、缺電狀況，但其所估計之缺電成本，乃是以總體投入產出數據為估計基礎，較能提供政府及台電公司政策設定時的實務參考依據。

表 3.15 缺電成本估計結果之比較

	1990年 - 2011年 缺電成本調查	本研究計畫
方法	問卷調查法	生產函數推估法
估計結果	1990年：特高壓用戶之缺電成本為64.8元/度、製造業用戶之缺電成本為78.3元/度。總體經濟模型推估之缺電成本為11.18元/度。 2011年：工業部門隨地區與產業別，缺電成本介於87~1,530元/度。總體經濟模型推估之缺電成本為15.9元/度。	以發電端缺電機率(Loss of Load Probability, LOLP)實績值做為缺電成本政策模擬的下界，而以台電DSM契約作為缺電成本政策情境的上界，其缺電成本： 總生產部門以產值估計，缺電成本為2.54~6.62元/度；以附加價值估計，缺電成本為 1.31~4.01元/度。 總體變數衝擊：實質GDP、就業率、民間消費、政府消費均有負面衝擊，提高通貨膨脹率，淨出口成長。

## 二、我國分級電價制度之研擬

本計畫以類似生產函數分析法的模式，利用 CGE 模型分析產業部門因為電力不足而造成之直接與間接影響。除了以產業關聯表的社會會計矩陣為基本架構，並以投入產出經濟(input-output economics)的量化方法，進一步模擬政策改變帶來總體經濟及產業波及效果與回饋效果。模型中參與的經濟成員在追求各自目標最佳化的過程中，整體經濟將達到一般均衡的情況。在此狀況下估測的產業各部門缺電成本也可達到一般均衡的條件。這是本研究的優點之一。

應用各產業部門所估測之缺電成本各有不同，可設計不同產業部門的分級電價，並依據所設計之分級電價方案，模擬在分級電價方案下，對總體經濟與節能減碳的效果。

### (一) 產業部門分級電價設計

本計畫在缺電成本的估計上，採用三種不同政策情境以估算缺電產業部門的缺電成本，分別是(1)LOLP 規畫標準；(2)LOLP 實績值；

(3)DSM 契約量。從各別的政策情境而言，LOLP 規畫標準係以抑低發電系統為手段，規畫每年可容許缺電的天數。若依此定義來看，以 LOLP 規畫標準所模擬的缺電成本與 LOLP 實績值所估測的缺電成本相比，LOLP 實績值所估測的缺電成本更符合現實現況。另一方面，廠商依據「減少用電措施」方案與台電公司簽定 DSM 契約，如前文所言，乃是廠商在缺電風險管理下的策略。依據此情境所估測的缺電成本，屬風險管理下的缺電成本。因此，本計畫分別以 DSM 契約量與 LOLP 實績值兩種政策情境下所估測之缺電成本為設計產業部門分級時所應用之缺電成本的上界(upper bound)與下界(lower bound)整理結果如表 3.16 所示。

表 3.16 不同政策情境下之產業部門的缺電成本

單位:元/度

產值計算			附加價值計算		
產業別	下界	上界	產業別	下界	上界
工業部門	2.61	29.66	工業部門	0.84	9.28
電機業	0.82	17.28	電機業	0.29	7.54
基本化學材料業	3.71	30.32	基本化學材料業	1.12	14.52
石化原料業	2.65	33.89	石化原料業	0.67	15.66
鋼鐵基本工業	3.66	42.44	鋼鐵基本工業	1.05	20.11
塑膠製品業	1.02	14.73	塑膠製品業	0.27	6.67
服務業部門	0.26	2.88	服務業部門	0.11	1.97
批發及零售業	0.41	3.66	批發及零售業	0.12	2.12
不動產業	0.21	2.54	不動產業	0.05	1.07
金融保險業	0.13	2.21	金融保險業	0.04	1.14
總生產部門	2.54	6.62	總生產部門	1.31	4.01

資料來源，本研究整理

本研究藉表 3.16 模擬產業缺電成本上下界，再以各產業部門之停缺電占比為權數，分別計算各產業部門之分級電價。舉例來說，依據台灣電力公司發布之 2012 年平均電價，台灣工業用電之平均電價為 2.5218 元/度；家戶用電之平均電價為 2.7189 元/度。若某產業 i 之缺電成本上下界分別為  $X_u$  與  $X_l$ ，則分級電價之設計方式為：

$$P_i(\text{上界}) = P + X_u * (e_i / E_i) \quad (7.1)$$

$$P_i(\text{下界}) = P + X_l * (e_i / E_i) \quad (7.2)$$

其中， $P$  為產業部門之平均電價 2.5218，而  $e_i$  為產業 i 的停缺電度數， $E_i$  為該產業全年用電度數。

由表 3.16 可以發現，LOLP 實績值政策情境下產業部門缺電成本相當微小，主要是因為近年來台電供電可靠度及備用容量均高，全年實際發生停缺電狀況也相對很低。導致若依此數值設計之分級電價下界，與各產業部門原始的平均電價幾近相同。實證模擬之結果變得參考價值不高。因此，本計畫僅以台電 DSM 契約量政策情境為例，並依此情境所估測之各產業部門的缺電成本，設計產業部門的分級電價方案。

表 3.17 DSM 契約下產業部門可停電力占比

單位：%

產業部門	可停電力	產業部門	可停電力
工業部門	0.239	塑膠製品業	0.009
礦業	1.354	非金屬礦製品製造業	0.592
食品製造業	0.105	水泥業	1.334
紡織業	0.122	其他	0.186
皮革業	0.251	金屬基本工業	1.078
木竹業	0.110	鋼鐵基本工業	1.147
紙業	0.066	非鐵金屬基本工業	0.058
印刷業	0.056	(鋁業)	0.117
化學材料製造業	0.021	金屬製品製造業	0.190
基本化學材料業	0.008	機械業	0.301
基本化工業	0	電機業	0.054
石化原料業	0.009	運輸工具修配業	0.144
人纖製造業	0.040	其他	0.646
樹脂塑膠橡膠業	0.021	運輸部門	0
其他化材製造業	0.205	農業部門	0
化學製品業	0.054	服務業部門	0
橡膠製品業	0.109	住宅部門	0

資料來源：本研究整理

表 3.17 顯示各產業部門之停缺電占比權數。停缺電占比乃以 2012 年各產業部門之總用電度數為分母，以台電 DSM 契約量所推算的可停電度數為分子。其中，因為廠商與台電所簽定的 DSM 契約係以容量表示。但可透過台電之「減少用電措施」方案的定義，推算出各產業部門的可停缺電度數。

根據所估測的缺電成本(如表 3.16)，再配合表 3.17 的結果，則可設計出產業的分級電價方案。舉例而言，若以電機業為例，由台電 DSM 契約量政策情境所估測的電機業缺電成本上界為 17.28(元/度)，而電機業全年停缺電度數與用電度數分別為 21.68(百萬度)與 39,817.2(百萬度)。因此，電機業在分級電價的設計上應調整為

$$2.5218+17.28*(21.68/39,817.2)=2.5459(\text{元/度})$$

據此，我們可設計出各產業部門的分級電價方案如表 3.18 所示。

表 3.18 產業部門分級電價方案

單位：元/度

產業部門	分級電價	產業部門	分級電價
工業部門	2.5926	塑膠製品業	2.5231
礦業	2.9551	非金屬礦製品製造業	2.7068
食品製造業	2.5350	水泥業	2.9012
紡織業	2.5406	其他	2.5612
皮革業	2.5633	金屬基本工業	2.9559
木竹業	2.5364	鋼鐵基本工業	3.0086
紙業	2.5279	非鐵金屬基本工業	2.5432
印刷業	2.5265	(鋁業)	2.5619
化學材料製造業	2.5233	金屬製品製造業	2.5954
基本化學材料業	2.5242	機械業	2.6503
基本化工業	2.5218	電機業	2.5459
石化原料業	2.5248	運輸工具修配業	2.5724
人纖製造業	2.5263	其他	2.5971
樹脂塑膠橡膠業	2.5240	運輸部門	2.5218
其他化材製造業	2.5842	農業部門	2.5218
化學製品業	2.5381	服務業部門	2.5218
橡膠製品業	2.5582	住宅部門	2.7189

資料來源：本研究整理

因為各產業部門所估測之缺電成本各有不同，應用其所估測的分級電價也有所不同。本研究將進一步模擬在表 3.18 的分級電價方案下，對總體經濟之效益成本分析與節能減碳效果。首先由表 3.18 之分級電價方案，可推算各產業部門的電價調整幅度如表 3.19 所示。再依據表 3.19 的結果作為模擬在分級電價方案的政策情境，並檢視其經濟衝擊與節能減碳效果。

表 3.19 分級電價方案下電價調整幅度

單位：%

產業部門	電價調整	產業部門	電價調整
工業部門	2.81	塑膠製品業	0.05
礦業	17.18	非金屬礦製品製造業	7.34
食品製造業	0.53	水泥業	15.05
紡織業	0.75	其他	1.56
皮革業	1.65	金屬基本工業	17.21
木竹業	0.58	鋼鐵基本工業	19.31
紙業	0.24	非鐵金屬基本工業	0.85
印刷業	0.19	(鋁業)	1.59
化學材料製造業	0.06	金屬製品製造業	2.92
基本化學材料業	0.10	機械業	5.10
基本化工業	0	電機業	0.95
石化原料業	0.12	運輸工具修配業	2.00
人纖製造業	0.18	其他	2.99
樹脂塑膠橡膠業	0.09	運輸部門	0
其他化材製造業	2.48	農業部門	0
化學製品業	0.65	服務業部門	0
橡膠製品業	1.44	住宅部門	0

資料來源：本研究整理

各產業部門分級電價方案實證的總體經濟效益如表 3.20 所示。在 DSM 契約的政策情境之下，對總體經濟將有不利的影響，包括實質 GDP、就業率、民間消費、政府消費與通貨膨脹率等。其中，實質 GDP 將減少約 0.0531%，或以 2013 年實質 GDP 計算損失約 79.82 億元；另外在就業率方面，將造成就業率下降約 0.0415%，亦即就業人數將減少 4,548 人；而民間消費與政府消費方面，分別為減少約 0.0378% 與 0.0105%；對於我國之進口與出口均呈現不利的影響，唯出口減少的幅度相對小於進口減少的幅度。

除此之外，因為分級電價方案調高各產業部門的單位電價，將導致各產業部門不等的用電量變化。依據此電力使用量的變化，再

配合分級電價方案之產業部門的電力價格變動，可以推算出台電公司的電價淨收益變化量為 8.32 億元。故分級電價方案調高電價明顯有利於改善電力公司的營收狀況。顯示獨占電力公司可運用價格政策增加利潤的潛力。

表 3.20 分級電價方案之總體經濟效果

總體變數	效果
<b>實質 GDP</b>	-0.0531%
就業率	-0.0415%
通貨膨脹率	0.0377%
民間消費	-0.0378%
政府消費	-0.0105%
淨出口	-0.0461%
出口	-0.1028%
進口	-0.0531%
電價淨收入	8.32 億元

本計畫進一步檢視，分級電價方案對我國高耗電產業的衝擊(含產值與附加價值)如表 3.21 所示。表 3.21 顯示工業部門因缺電所造成之產值與附加價值的損失衝擊，明顯高於對服務業部門的衝擊。其中，又以鋼鐵基金工業之衝擊損失最高，產值與附加價值分別減少約 3.80%與 1.03%。這是因為鋼鐵基本工業在五大高耗能產業中的契約量較高，所調整的電價幅度也較高，所以造成的產值影響亦最高。但對電機業而言，雖然其為高耗能產業，但對產值的相對影響不如對鋼鐵基金工業衝擊大。此外，在高耗電的服務業部門中，批發及零售業、不動產業與金融服務業，因電價調整所造成之產值損失亦較小，衝擊效果分別為約 0.005%、0.003%與 0.002%。



表 3.21 分級電價方案對高耗電之工業與服務業的衝擊

單位：%

產值變化		附加價值	
產業別	效果	產業別	效果
工業部門			
電機業	-0.347	電機業	-0.094
基本化學材料業	-0.154	基本化學材料業	-0.053
石化原料業	-0.103	石化原料業	-0.037
鋼鐵基本工業	-3.795	鋼鐵基本工業	-1.025
塑膠製品業	-0.044	塑膠製品業	-0.017
服務業部門		服務業部門	
批發及零售業	-0.005	批發及零售業	-0.002
不動產業	-0.003	不動產業	-0.001
金融保險業	-0.002	金融保險業	-0.001

在分級電價方案的實務設計上，基本上，高用電量或高缺電風險業者應負擔較高之分級電價。因此，較可行的分級電價方案可依據 2012 年我國各產業部門用電度數，將所有產業分為高、中、低群組等三類不同用電量的產業，並依據其所估計之缺電成本為權數，設計三種不同的分級電價。其中高用電量產業包括電機業、基本化學材料業、石化原料業、鋼鐵基本工業與塑膠製品業；而低用電量產業包括礦業、木竹業、皮革業、印刷業、基本化工業、其他化材業與鋁業；而其餘產業則屬中用電量產業。如表 3.22 所示。若依據表 3.22 之分級電價方案，以 CGE 模型進行實證模擬，其結果與前述之各部門分級電價方案之結果類似。因此，從實務的角度上來看，依據產業用電量高低分為三群組的分級電價方案，較易為產業部門所接受，對電力公司而言推廣產業分級電價工作亦較為簡易。

表 3.22 三群組分級電價規劃方案

單位：元/度

產業群組	電力價格
高用電產業	2.8864
中用電產業	2.5519
低用電產業	2.5257

## (二) 分級電價的效益成本分析與節能減碳效果

理論上來說，因為不同的產業部門之缺電成本風險有所不同，亦即產業部門對停缺電之忍受程度亦不同。對廠商而言，若缺電成本較高，表示若進行電價調整時，廠商對電價調整的接受程度也較高。然而，由前一節的實證模擬結果發現，利用產業部門之缺電成本所設計之分級電價方案，雖然對台電公司可增加 8.32 億元的電價淨收入，但對總體經濟將產業負面的衝擊，尤其是實質 GDP 的損失，遠高於台電電價的淨收入。對政策的執行而言，並不具有明顯的效益成本可行依據。因此，本計畫將進一步針對所設計的分級電價方案的效益成本進行分析。

如前述所言，分級電價方案中的電價調整，對成本面而言，直接的損失就是實質 GDP 的下降，即實質 GDP 減少 79.82 億元，明顯高於電價的淨收益 8.32 億元。然而，分級電價方案的效益，除了直接的電價淨收入之外，亦包含了間接電廠投資營運成本節省和節能減碳的效益。

表 3.23 分級電價之產業節電效果

單位：%

產業部門	節電效果	產業部門	節電效果
工業部門	2.33	塑膠製品業	0.53
礦業	1.37	非金屬礦製品製造業	2.03
食品製造業	0.24	水泥業	2.21
紡織業	0.31	其他	1.33
皮革業	0.37	金屬基本工業	2.59
木竹業	0.23	鋼鐵基本工業	2.87
紙業	0.08	非鐵金屬基本工業	0.77
印刷業	0.04	(鋁業)	1.66
化學材料製造業	0.12	金屬製品製造業	2.54
基本化學材料業	0.27	機械業	2.23
基本化工業	0.45	電機業	3.05
石化原料業	0.74	運輸工具修配業	0.57
人纖製造業	0.63	其他	1.59
樹脂塑膠橡膠業	0.04	運輸部門	0.64
其他化材製造業	1.02	農業部門	0.15
化學製品業	0.75	服務業部門	0.41
橡膠製品業	1.13	生產部門總效果	1.78

資料來源：本研究整理

從節能的效益來看，經分級電價調整之後，對各產業部門之節電效果如表 3.23 所示。因為在分級電價方案之下，各產業呈現不同電價的調整，實證結果亦造成各產業部門減少用電量。若配合 2012 年各產業部門用電度數，可以推算出總生產部門的節電效果為 1.78%，全年節省用電度數為 3,194.35 (百萬度)。

表 3.24 各類能源發電成本

單位：美元/KW

	隔夜資金成本		使用年限(年)
	2013	2010	
<b>燃煤</b>			
Single Unit Advanced PC	\$3,246	\$3,292	
Single Unit Advanced PC with CCS	\$5,227	\$5,300	
Single Unit IGCC	\$4,400	\$3,706	
Single Unit IGCC with CCS	\$6,599	\$5,559	
<b>天然氣</b>			
Conventional CC	\$917	\$1,017	
Advanced CC	\$1,023	\$1,043	
Advanced CC with CCS	\$2,095	\$2,141	
<b>核能</b>	\$5,530	\$5,546	
<b>生質能</b>	\$8,180	\$8,205	
<b>風力</b>			
陸域風力	\$2,213	\$2,534	
離岸風力	\$6,230	\$6,211	
<b>太陽能</b>	\$5,067	\$4,877	
<b>地熱</b>	\$6,243	\$5,798	
<b>水力</b>			
常規水電	\$2,936	\$3,197	
抽水蓄能	\$5,288	\$5,816	

2013 年美元匯率：1 美元=29.855 元新台幣

資料來源：EIA(2014)

另從生產與消費的角度而言，消費者減少消費量，即代表生產者可減少的生產投資。因此，若分級電價方案可節電 3,194.35 (百萬度)，也表示台電公司亦可減少發電 3,194.35 (百萬度)的生產投資。台電公司所節省的發電成本，亦可視為分級電價的間接效益之一。

台電公司所節省下的成本包含兩部分，一者是建廠成本，另一部分則是運轉成本。依據 EIA(2014)的整理，各類建廠發電成本如表 3.23 所示。由表 3.24 的結果發現，以建廠成本觀之，地熱發電廠的建廠成本最高為：186,385(NTD/kW)，燃氣發電廠的建廠成本最低 27,377(NTD/kW)。

如以現行台電公司傳統的四種發電廠：燃煤發電廠、燃氣發電廠、燃油發電廠、與核能發電廠為例，先依照表 3.24 資料推算按照分級電價所形成的 3,194.35 (百萬度)節能效果所需之總建廠成本如表 3.25 所示。其次，再由表 3.25 的總建廠成本結果以逐年攤提的方式計算平均每年所需投入的建廠成本。結果顯示若不考慮核能發電，因節約用電而節省之發電廠建廠成本，將介於 4.65 億元(燃氣發電廠)~16.82 億元(燃煤發電廠)之間。

表 3.25 各種發電方式之建廠成本

單位：百萬元

發電方式	建廠成本	使用年限	逐年攤提
燃煤	58884.84	35	1,682.42
燃氣	16269.54	35	464.84
核能	66,892.60	40	1,672.32

資料來源：本研究整理

除了建廠成本之外，台電公司在發電過程中，亦須投入燃料成本、人事成本，稅捐與規費、及運維費用等，如表 3.26 所示。若依據表 3.26 的資料估計，在不區分發電方式的情況下，平均每度電售電成本約為 3.055 元。如前文，本計畫分級電價方案可節省的總用電度數為 3,194.35 (百萬度)，故可推算節約用電所能節省的售電成本高達 97.57 億元。

表 3.26 台電公司不同發電方式下之售發電成本

單位：元 / 度

項目	92年決算		100年決算		101年決算		102年決算		103年8月底止	
	單價	%	單價	%	單價	%	單價	%	單價	%
燃料	0.6984	37	1.7120	60	1.9167	63	1.8554	62	1.9311	63
自發電燃料支出	0.5891	31	1.3031	46	1.4894	49	1.4329	48	1.5121	50
購電中料支出	0.1093	6	0.4089	14	0.4273	14	0.4225	14	0.4190	13
稅捐及規費	0.0226	1	0.0242	1	0.0303	1	0.0324	1	0.0248	1
稅捐	0.0075	0	0.0070	0	0.0073	0	0.0074	0	0.0070	0
規費	0.0151	1	0.0172	1	0.0230	1	0.0250	1	0.0178	1
利息及折舊	0.5106	27	0.4734	17	0.5025	16	0.5209	17	0.5241	17
利息	0.0570	3	0.0542	2	0.0633	2	0.0946	3	0.0956	3
折舊	0.4536	24	0.4192	15	0.4392	14	0.4263	14	0.4285	14
運維費	0.6953	37	0.6623	23	0.6421	21	0.6191	21	0.6129	20
用人費	0.2145	11	0.1803	6	0.1720	6	0.1720	6	0.1697	6
維護費	0.0767	4	0.0083	3	0.0762	3	0.0811	3	0.0697	2
購電 (非屬燃料支出)	0.2555	14	0.2982	11	0.2943	10	0.3221	11	0.3256	11
其他	0.1486	9	0.0955	3	0.0996	2	0.0439	1	0.0479	1
其他收入(減項)	-0.0566	-2	-0.0494	-2	-0.0536	-2	-0.0379	-1	-0.0384	-1
每年售電成本(A)	1.8703	100	2.8225	100	3.0380	100	2.9899	100	3.0544	100
平均每度 售電單價(B)	2.0682		2.6001		2.7222		2.8945		3.0727	
每度售電 稅前盈虧(B-A)	0.1979		-0.2224		-0.3158		-0.0954		0.0183	

資料來源：台電公司(2014)

分級電價除了可節約用電之外，因為減少用電亦可導致產業二氧化碳的減排效果。如以 2013 年電力使用排放係數為 0.522(公斤/度)計算，各產業部門因減少用電所導致之減碳效果如表 3.27 所示。由表 3.27 的結果可以發現，依本計畫所設計分級電價方案，可減少的總二氧化碳排量約為 166.7 百萬噸。

若依據目前碳交易價格(4.66 歐元/公噸)進行換算，其二氧化碳減排所產生的效益約為 2.98 億元。另外本研究亦採用美國 2014 年

SCC(Social Cost of Carbon)的估計結果，對二氧化碳的社會成本約為61(美元/公噸)，計算本研究減少排放166.7百萬噸二氧化碳之效益總額約為30.5億元。綜合而言，分級電價方案之減碳效益約為2.98~30.5億元間。

表 3.27 分級電價方案下之減碳效果

單位：公噸

產業部門	減碳效果	產業部門	減碳效果
工業部門	1,560,324.3	塑膠製品業	15,800.9
礦業	2,850.3	非金屬礦製品製造業	58,646.3
食品製造業	4,664.9	水泥業	22,562.0
紡織業	9,089.4	其他	24,848.9
皮革業	812.0	金屬基本工業	218,328.6
木竹業	488.9	鋼鐵基本工業	225,736.0
紙業	1,433.4	非鐵金屬基本工業	4,341.7
印刷業	116.0	(鋁業)	5,104.0
化學材料製造業	17,060.3	金屬製品製造業	86,991.7
基本化學材料業	27,119.1	機械業	23,821.4
基本化工業	513.7	電機業	633,931.7
石化原料業	67,006.6	運輸工具修配業	31,137.7
人纖製造業	18,601.4	其他	34,766.9
樹脂塑膠橡膠業	314.9	運輸部門	4,101.4
其他化材製造業	4,424.6	農業部門	2,121.1
化學製品業	12,950.6	服務業部門	100,555.4
橡膠製品業	6,844.0	生產部門總效果	1,667,102.3

資料來源：本研究整理

綜上，雖然本研究之分級電價設計產生實質 GDP 成本損失，但因為節省用電，導致電力公司成本下降和節能減碳兩方面反而顯現正面的間接效益，如表 3.28 所示。由表 3.28 的實證模擬結果可以發現，分級電價的效益成本比較，發現所獲致的社會效益相對較付

出的社會成本為高。總社會效益為 113.52 億元~152.21 億元之間；總社會成本為 79.82 億元。顯示在政策上，產業分級電價設計是可行的方案之一。不僅對獨占的電力公司有利，即淨營收增加；對社會也有利，即社會淨效益為正面效果。

表 3.28 分級電價之效益成本分析

		成本	效益
實質 GDP 損失		79.82 億元	
電價淨收入			8.32 億元
節電效益	建廠成本		4.65~16.82 億元
	發售電成本		97.57 億元
減碳效益			2.98~30.5 億元
總效益成本		79.82 億元	113.52 億元~152.21 億元

### (三) 核能所節電案例分析

本節運用核能所經常契約容量 6,750 瓩 (kW) 作為案例說明如何在現行電費架構下達成節約能源的潛力分析。

基本上，節約能源是一種現代化趨勢表徵，更是企業提昇競爭力或機構提昇行政效率的重要作為。除了節省能源成本、提高產能效率、增加產品穩定性與可靠度、與保持綠色貿易競爭力外，綠色企業形象也是社會責任與環境保護的表徵，創造雙贏形象。一般企業機構面臨的用電問題大致如下：

#### 1. 用電成本持續攀高

常見的現象如：電價不斷上漲，成本壓力大；平時沒有進行用電節費解析與管理；產品電費單價同業最高；訂定的契約容量偏高導致低用電負載率；與不知用電設備運轉效率為何等。



## 2. 電力安全與保全

常見的現象如：整廠電路電纜走火造成財務和企業形象損失；主要受電設備故障，跳電，如變壓器、受電盤等，導致停工損失或作業停擺；關鍵用電設備故障，如空調、空壓機、電梯、水泵、製程設備等，形成生產損失或作業不穩定。

## 3. 環保節能減碳

常見的現象如：政府環保法規日趨嚴謹，如頒佈並施行室內空氣品質管理法(IAQ)，將 CO2 排放納入空污法管制等；企業未來面臨課徵能源稅的可能性大幅提高；大用戶必需執行能源申報；國際綠色貿易趨勢，導致企業節能減碳要求提昇、商品碳足跡盤查、與實施 ISO50001 能源管理系統國際標準等。

## 4. 企業社會責任(CSR)

企業機構為盡地球村一分子的社會責任，創造公司與社會雙贏的環境與形象，從事環保、節能、愛地球的活動。

核能所係屬特高壓需電量電力用戶（高壓供電 11.4 千伏 (kV) 以上、契約容量 1,000 瓩 (kW) 以上），經常契約容量為：6,750 瓩 (kW)，根據所獲的民國 102 年用電資料顯示並未有超約用電紀錄。

如前文，由於電力無法儲存，電力公司為了隨時滿足用戶的用電需求，必須依據用戶申請的契約容量來規劃足夠的發、輸、配電設備。這些設備都是電力公司的固定成本(或沈沒成本(sunk cost))，無論用戶有無用電，以上供電設備之營運、維護、折舊等費用都會發生。一般電力公司為回收這些固定成本，係按照用戶申請的契約容量來計收基本電費。例如，我國特高壓需電量電力用戶的基本電費在夏月（6 月 1 日至 9 月 30 日）期間為每瓩每月 NT\$217.30 元，

非夏月期間（夏月以外日期）每瓦每月 NT\$160.60 元。

電力公司為了預防用戶用電超出原本申請的超約容量，導致供電容量不足或線路燒損而影響到全面或區域的供電安全，通常的因應方法為準備額外的供電容量，因此，固定成本將增加。但這種超約用電行為並非常態。如將少數用戶超約所使用的額外供電成本轉嫁給全體用戶分攤，實務上並不公平，故應由超約的用戶自行負擔才合理。例如，電力公司現行對超約用電容量在契約容量 10% 以下部分，按 2 倍計收基本電費；超約用電超過契約容量 10% 以上部分，按 3 倍計收基本電費。此加計的部份稱為：超約附加費，至於其計算方法是否合理則需再進一步檢視。

核能所民國 102 年整體電費支出組成分析如表 3.29 所示。其中，基本電費為 NT\$14,513,985 元/年，佔總支出的 20.46%，流動電費為 NT\$58,676,688 元/年，佔總支出的 82.70%，功因調整費為 NT\$-2,194,400 元/年，佔總支出的-3.09%，其他加減收為 NT\$-44,003 元/年，佔總支出的-0.06%。

表 3.29 總電費支出組成分析分析

項目	基本電費 (元/年)	流動電費 (元/年)	超約附加費 (元/年)	功因調整費 (增扣電費) (元/年)	其他加減收 (元/年)	應繳總金額 (元/年)
電費金額	14,513,985	58,676,688	0	-2,194,400	-44,003	70,952,271
電費比率	20.46%	82.70%	0.00%	-3.09%	-0.06%	100%

資料來源：核能研究所 2014 年用電資料

電力公司為避免用電戶安裝的電容器不足或過度而導致功率因數值太低或太高，故採用電費增、減收的方式來鼓勵用戶平均功率因數值保持一標準數。目前電力公司用戶平均功率因數值的定義為：

$$\text{平均功率因數} = \frac{kWH}{\sqrt{kWH^2 + kVARH^2}} \quad (8.1)$$

其中，kWH 是指用電度數，kVARH 是指千乏小時（即無功千伏安小時數）。用戶用電功率因數值低於一時，電業將增加額外成本(固定及變動成本)負擔；用戶用電功率因數值接近 1 時，電業發電機組運轉將不穩定。故現行電力公司的功率因數調整條款為：用戶每月用電之平均功率因數不及 80%，每低 1%，該月份電費應增加千分之三；超過 80% 時，每超過 1%，該月份電費應減少千分之一點五。

其他加減收主要是預繳電費、超短收電費、讀表統計誤差、回饋金等所導致的校準收支數字。綜合而言，由表 3.29 可知核能所於民國 102 年總電費為 NT\$70,952,271 元。

由表 3.30 各月份的經常契約容量與經常最高需量的比較可知，因為經常最高需量都未超過經常契約容量的上限：6,750 瓩 (kW)，因此，沒有一個月份發生超約附加費用。後者佔前者的最低佔比發生在 12 月，僅 49.50%；最高佔比則發生在 8 月，為 81.21%。

表 3.30 經常契約容量與經常最高需量分析

年/月	經常契約容量 (kW)	經常最高需量 (kW)	佔比 (%)	超約附加費 (元)
102/1	6,750	3,580	53.04	\$0.0
102/2	6,750	3,475	51.48	\$0.0
102/3	6,750	3,475	51.48	\$0.0
102/4	6,750	3,811	56.46	\$0.0
102/5	6,750	5,366	79.50	\$0.0
102/6	6,750	5,462	80.92	\$0.0
102/7	6,750	5,309	78.65	\$0.0
102/8	6,750	5,482	81.21	\$0.0
102/9	6,750	5,184	76.80	\$0.0
102/10	6,750	4,387	64.99	\$0.0
102/11	6,750	3,658	54.19	\$0.0
102/12	6,750	3,341	49.50	\$0.0

資料來源：核能研究所 2014 年用電資料

接著，藉由與電力公司民國 102 年代表性的尖峰負載（見圖 3.2），可以發現，基本上，台灣地區有兩個用電尖峰期為：6 月至 9 月，通常尖峰會出現在 8 月。由核能所的每月經常最高需量（尖峰負載）可知有兩個但不明顯分割的用電尖峰期：6 月與 8 月，詳如圖 3.3 所示。經比對圖 3.2 與圖 3.3，可知核能所的第一個用電尖峰期 5-6 月期間對電力公司形成的裝置容量壓力相對較大。第 2 個用電尖峰期 7-8 月期間雖然與電力公司 7-8 月的尖峰負載形式類同，但也可採取適當的節能措施來抑低對電力公司裝置容量的壓力。如果核能所可以採取某種方式移轉尖峰用電量，則更可進一步降低電力公司供電的固定成本投資。

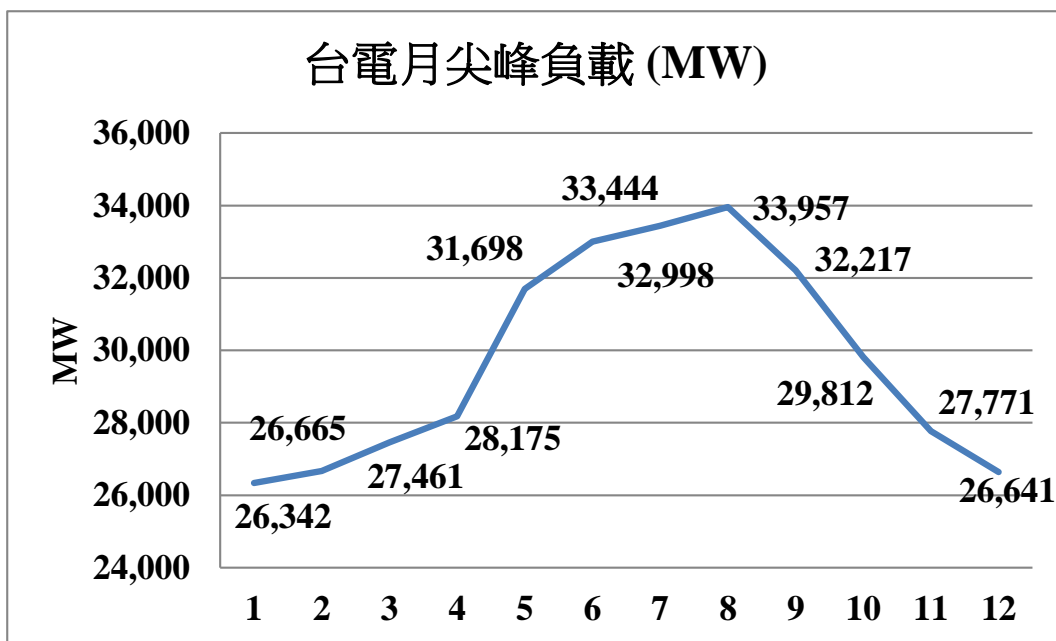


圖 3.2 台電月尖峰負載

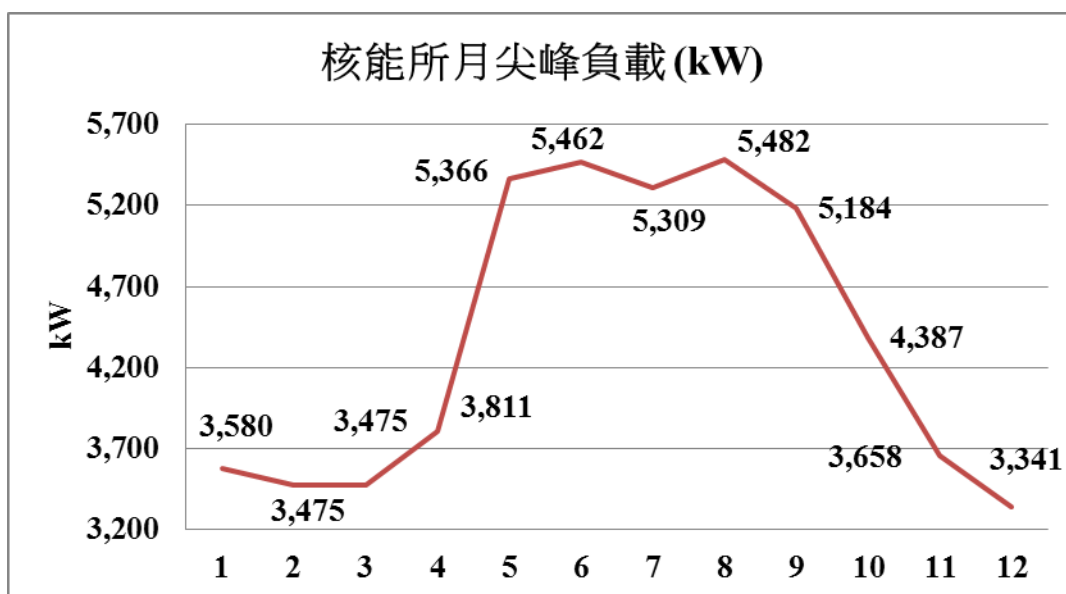


圖 3.3 核能所月尖峰負載

對用戶來說，如何透過負載率分析來進一步檢視自我的節能潛力是一關鍵性的技巧。一般負載率根據電力公司需量管理的定義為：

$$\text{負載率} = \frac{\text{平均負載(kW)}}{\text{最大需量(kW)}} \times 100\% \quad (8.2)$$

基於量測期間的不同，式 8.2 負載率可分為時、日、月、年等不同的數據。例如，本文依據全時段與尖峰時段分別計算月負載率如式 8.3 及式 8.4。

$$\text{月尖峰負載率} = \frac{\text{月尖峰時段用電量(kWh)}}{330(\text{h}) \times \text{經常契約容量(kW)}} \times 100\% \quad (8.3)$$

$$\text{月全時段負載率} = \frac{\text{月全時段用電量(kWh)}}{720(\text{h}) \times \text{經常契約容量(kW)}} \times 100\% \quad (8.4)$$

結果如圖 3.4 所示。

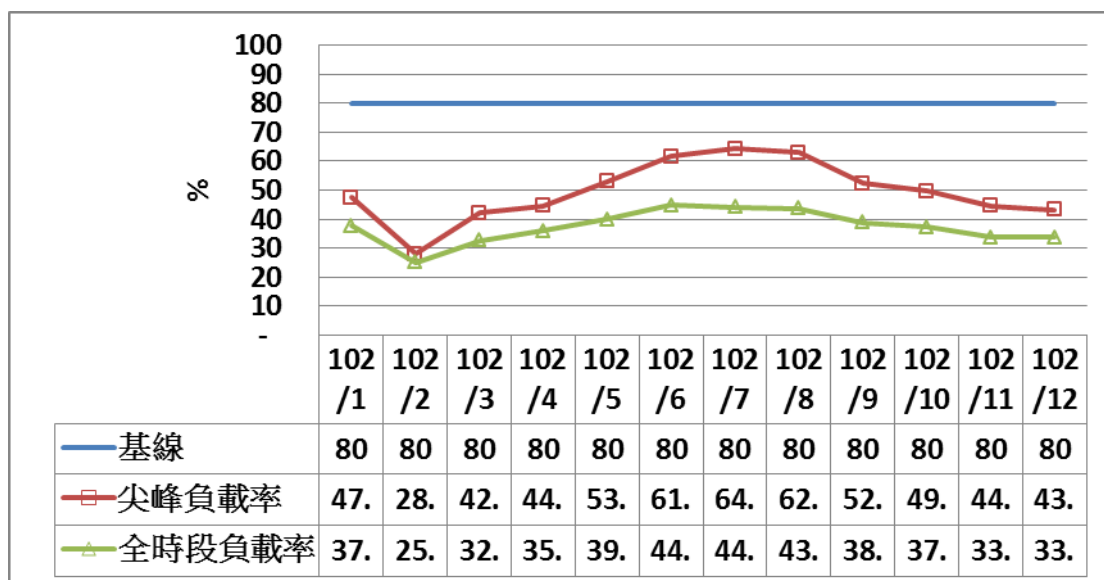


圖 3.4 核能所月尖峰/全時段負載率

由圖 3.4 可知一般用電戶的負載率愈高即表示用電依時間而言，很均勻，負載變動相對平穩，因此，所訂定的經常契約容量得以充分利用。反之，一般用電戶的負載率愈低，則表示用電依時間別分配相對不合理，呈現無效率狀態。如果一般能源用戶能加強電能管理，其合理的負載率應至少為 80% 以上（如圖 3.4 的基線）。核

能所每月的全時段負載率分析顯示平均負載率僅達 37.33%，最佳全時段負載率為 44.84%；每月的尖峰時段負載率分析顯示平均負載率僅達 49.51%，最佳尖峰時段負載率為 64.22%，顯示仍有很大的改善空間。（負載率愈低表示提昇能源使用效率的空間愈大）。由核能所民國 102 年尖離峰的用電度數時段分析，也可看出核能所用電的時間分配不均度，如表 3.31 所示。

表 3.31 核能所用電度數時段分析

項目	尖峰	離峰	週六半尖峰	總用電度數
年用電度數(kWh)	11,659,200	8,534,400	1,574,400	21,768,000
各時段總用電度數比率(%)	53.56%	39.21%	7.23%	100%

表 3.32 核能所平均電費單價分析

年/月	用電度數(kWh)	應繳總金額(NT\$)	平均電價(NT\$)
102/1	1,833,600	5,527,155	3.01
102/2	1,219,200	3,902,770	3.20
102/3	1,588,800	4,989,899	3.14
102/4	1,742,400	5,274,381	3.03
102/5	1,939,200	5,930,784	3.06
102/6	2,179,200	7,137,939	3.28
102/7	2,150,400	7,236,452	3.37
102/8	2,126,400	7,142,668	3.36
102/9	1,891,200	6,393,098	3.38
102/10	1,814,400	6,176,574	3.40
102/11	1,641,600	5,625,397	3.43
102/12	1,641,600	5,615,154	3.42
合計：	21,768,000	70,952,271	3.26

表 3.32 顯示核能所民國 102 年的電費平均單價，為每度 3.26 元。每月電費平均單價範圍則由每度 3.01 元至 3.43 元。由表 3.32 可知最高電費平均單價出現在 11 月的離峰期間，而非一般認知尖峰夏月期間（6-9 月）的，因此，由電費平均單價分析表也可顯示核能所具有節能與用電管理的空間。例如，核能所在專業節能與用電管理機構指導下，實施智慧型的用電管理工作，進而導致電費平均單價降到每度 3.12 元，初步估計核能所每年約產生 3,036,111 元的節能效益。如果核能所進一步投資綠能，再配合移轉尖峰用電與出售多餘電能給電力公司則將產生更具規模的電能管理效益。經濟部民國 103 年補貼再生能源發電的再生能源躉購費率(FIT, feed-in tariff)如表 3.33 所示。當然亦可透過電力公司定價方式的改變來誘導用電戶提高用電效率（可參考前文分級電價設計的說明）。

表 3.33 再生能源躉購費率

項目	分類	裝置容量 (Kw)	第一期費率 (NT\$/Kwh)	第二期費率 (NT\$/Kwh)
太陽光電	屋頂型	1 ≤ ~ < 10	7.0738	6.9875
		10 ≤ ~ < 100	6.3398	6.2607
		100 ≤ ~ < 500	5.9225	5.8001
	地面型	500 ≤ ~	5.1309	5.0229
風力	陸域	1 ≤ ~ < 10		8.1735
		10 ≤ ~		2.6258
	離岸	-		5.5626
川流式水力	-	-		2.4652
地熱能	-	-		4.8039
生質能	無厭氧消化設備	-		2.4652
	有厭氧消化設備	-		2.8014
廢棄物	-	-		2.8240
其他	-	-		2.4652

資料來源：能源局



### 三、結論與建議

首先整理本文的重要發現如下：

#### 1. 產業部門缺電成本

過去我國對於產業缺電成本的研究，多採取對個別廠商做問卷調查，即假設在停、缺電狀況發生時，廠商的損失做為其缺電成本之推估值。這類的缺電成本估測模式屬於「個體觀點」的缺電成本估測。優點是可瞭解個體戶主觀的生產損失；但缺點是主觀的假想認定調查誤差很大，且總量缺電損失與邊際產業缺電成本定義不清。

本文有別於過去對於產業部門缺電成本的估計模式，而採用總體一般均衡模型（EnFore-CGE 模型），進行對產業部門之缺電成本的估測。優點是產業資料的立足點及邊際缺電成本的定義完全一致性與無偏誤；缺點是無法呈現個別廠商的細部特徵。另運用本研究方法也可估計家計部門的缺電成本。雖然兩種方法各有利弊，但本研究之成果更可代表國家產業經濟面對缺電風險的基本情境與認知。結果如表 3.34 所示。

表 3.34 不同政策情境下之產業部門的缺電成本

單位:元/度

產值計算			附加價值計算		
產業別	下界	上界	產業別	下界	上界
工業部門	2.61	29.66	工業部門	0.84	9.28
電機業	0.82	17.28	電機業	0.29	7.54
基本化學材料業	3.71	30.32	基本化學材料業	1.12	14.52
石化原料業	2.65	33.89	石化原料業	0.67	15.66
鋼鐵基本工業	3.66	42.44	鋼鐵基本工業	1.05	20.11
塑膠製品業	1.02	14.73	塑膠製品業	0.27	6.67
服務業部門	0.26	2.88	服務業部門	0.11	1.97
批發及零售業	0.41	3.66	批發及零售業	0.12	2.12
不動產業	0.21	2.54	不動產業	0.05	1.07
金融保險業	0.13	2.21	金融保險業	0.04	1.14
總生產部門	4.01	6.62	總生產部門	1.31	4.01
			家計部門	0.09	2.19

資料來源，本研究整理

## 2. 產業部門分級電價方案

現行我國的分級電價方案，乃以時間電價的差別方式來執行。本文從對不同產業差別取價的角度思考。基本上，高用電量產業多為高缺電風險業者，表示其對電力商品的需求彈性較小。反之，低用電量產業多為低缺電風險需求者，其需求彈性較大。若從獨占電業廠商企業經營的角度思考，可規畫三級「產業模式」的分級電價方案。也就是根據不同電力用戶之缺電風險大小，規劃不同的分級電價方案。這種大分類的產業分級電價較易為產業部門所接受，對電力公司而言推廣產業分級電價工作亦較為簡易。結果如表 3.35 所示。

表 3.35 三群組分級電價規劃方案

單位：元/度

產業群組	電力價格
高用電產業	2.8864
中用電產業	2.5519
低用電產業	2.5257

### 3.總體效益成本分析

本研究實證模擬推行產業分級電價之總體效益成本分析(BCA)顯示，不但對獨占的電力公司有利，即淨營收增加；對整體社會也有利，即社會淨效益為正面效果，且有節能減碳的好處(詳如表 3.36 所示)。由表 3.36 的實證模擬結果可以發現，分級電價的效益成本比較，發現所獲致的社會效益相對較付出的社會成本為高。總社會效益為 113.52 億元~152.21 億元之間；總社會成本為 79.82 億元。顯示在政策上，產業分級電價設計是可行的方案之一。

表 3.36 分級電價之效益成本分析

		成本	效益
實質 GDP 損失		79.82 億元	
電價淨收入			8.32 億元
節電效益	建廠成本		4.65~16.82 億元
	發售電成本		97.57 億元
減碳效益			2.98~30.5 億元
總效益成本		79.82 億元	113.52 億元~152.21 億元

### 4.核能研究所節電案例分析

本文另運用核能研究所之月用電實際案例進行分析，結果發現核能研究所民國 102 年的電費平均單價為 3.26 元/度。其每月電費平均單價約介於 3.01~3.43(元/度) (詳如表 3.37 所示)。

此外，根據核能研究所每月的全時段負載率分析顯示平均負載率僅達 37.33%，最佳全時段負載率為 44.84%；每月的尖峰時段負載率分析顯示平均負載率僅達 49.51%，最佳尖峰時段負載率為 64.22%，顯示核能研究所在用電管理上仍有很大的改善空間。本研究建議核能研究所應進一步在專業節能與用電管理專家指導下，可望將電費平均單價由 3.26 元/度，降到每度 3.12 元。估計因而每年約可產生 3,036,111 元的初估節電效益。如果核能研究所進一步投資綠能，再配合移轉尖峰用電與出售多餘電能給電力公司則將產生更具規模的電能管理效益，此唯需進一步深入研究分析。

表 3.37 核能研究所平均電費單價分析

年/月	用電度數 (kWh)	應繳總金額 (NT\$)	平均電價 (NT\$)
102/1	1,833,600	5,527,155	3.01
102/2	1,219,200	3,902,770	3.20
102/3	1,588,800	4,989,899	3.14
102/4	1,742,400	5,274,381	3.03
102/5	1,939,200	5,930,784	3.06
102/6	2,179,200	7,137,939	3.28
102/7	2,150,400	7,236,452	3.37
102/8	2,126,400	7,142,668	3.36
102/9	1,891,200	6,393,098	3.38
102/10	1,814,400	6,176,574	3.40
102/11	1,641,600	5,625,397	3.43
102/12	1,641,600	5,615,154	3.42
合計：	21,768,000	70,952,271	3.26

傳統上，電價訂定係由供給面考量以反應電力產品的生產成本。唯此種訂價方式，乃視電力為同質性產品，並未考慮用戶的用電需求的服務價值與偏好差異。而分級電價則指電力事業根據用戶

的用電需求特性，將電力供應依照其品質屬性，加以區分成不同等級的電力產品，並分別訂定不同的電價，以供電力用戶選擇，在此種擴大供電彈性的情況下，可達成改善電力負載型態、節省發電成本、及提高經濟效率之目的。

從經濟學的角度而言，理論上若電力產品市場供需達到均衡時，電力產品存在均衡的價格與數量，若電力供應商的發電力足以供應所有需求者之需求量時，市場上不存出現失衡的情況。然而，由於發電存在容量（設備）供應不足或能量（燃料）供應不足的情況，可能會導致電力商品的數量低於均衡數量，此時因為市場失衡造成無謂損失。

若進一步由總體經濟的角度來看，缺電成本乃因電力供應中斷或不足而導致斷電或限電時，對社會或用戶所造成之損失。若將電力用戶因缺電而造成產業產值的減少，視為產業之缺電成本（即生產者剩餘之無謂損失）。同理，因電力供應中斷或不足而導致斷電或限電時，對民生用戶所造成之所得減少，可視為民生用戶之缺電成本（即消費者剩餘之無謂損失）。若以一般均衡模型分析產業結構、所得分配，比較當不缺電（投入面）與缺限電（投入面）的產業產值與民眾所得的變化，並據此估其產業與民眾之缺電成本。可將此缺電成本藉由規劃適當的差別定價方案進一步分析貧富以及產業間財富重分配效果。

本計畫的研究重點為嘗試應用能源可計算一般均衡模型估計產業部門之可能的缺電成本及損失風險，並藉由所估計之缺電成本風險規劃合理的產業部門分級電價，並評估其經濟之效益成本分析。結果發現設計產業不同的分級電價是可行的方式，且對提高用電效

率及節能減碳均有正面的效果。

最後就個案部分，本研究建議核能研究所應進一步研究如何在專業節能與用電管理機構指導下，實施智慧型的用電管理工作。例如，可從事深入的全面分析研究計畫，進而導致電費平均單價降到每度 3.12 元左右的目標。核能所亦可進一步研究如何自行投資綠能，再配合移轉尖峰用電與出售多餘電能給電力公司則將產生更具規模的電能管理效益。

## 肆、參考文獻

### 一、中文部分

- 王京明等(2002)，電力調度中心先期規劃作業之研究。經濟部能源委員會委託研究計劃結案報告，台北：中華經濟研究院。
- 行政院主計處(2001)，90年臺灣地區產業關聯表(610部門)。
- 行政院主計處(2001)，90年臺灣地區產業關聯表編製報告。
- 呂錫安(2011)，「我國未來的能源結構」，科學發展，464期，頁59~頁65。
- 林俞伶(2012)，「考慮通路商同時提供維修服務下之製造商最佳定價策略」，國立台灣大學工業工程學研究所碩士論文。
- 柏雲昌等(2003)，「產業結構變動及能源自由化對我國能源供需預測之衝擊分析」，經濟部能源委員會，台北。
- 徐鈺筑(2012)，「下游零售商家數與進入市場時點對上游中間財定價之影響」，私立華梵大學工業工程與經營資訊學系碩士論文。
- 張建隆、林正義、吳再益等(2002)，系統最適供電可靠度與合理備用容量之研究，台灣綜合研究院與台電公司電源開發處。
- 許志義(1988)，「如何評估缺電成本」，《經濟前瞻》，第9號，台北：中華經濟研究院。
- 許志義(1989)，「以『分級電價』解決缺電問題」，《經濟前瞻》，第15號，台北：中華經濟研究院。
- 許志義(1992)，「談限電方案的原則與設計」，《經濟前瞻》，第26號，台北：中華經濟研究院。
- 許志義(1992)，「論台灣地區電力短缺問題及因應對策」，《台灣銀

- 行李刊》，第 43 卷第 3 期，頁 66-81，台北。
- 許志義、陳澤義(1990)，「台灣地區電力負載管理實證分析」，《台灣銀行季刊》，第 41 卷第 3 期，頁 34-69，台北。
- 許志義、鄭欽龍、周文賢、陳澤義(1990)，台灣產業缺電成本之研究，經濟叢書第 20 號，台北：中華經濟研究院出版。
- 陳澤義(1994)，缺電成本之估計及其在分級電價規劃上的涵意：台灣的實證，台北，中華經濟研究院經濟叢書第二十八號。
- 楊豐碩、陳士麟、林師模等(2011)，「缺電成本之調查研究」，《台電工程月刊》，第 754 期，頁 55-75，台北。
- 劉俊廷(2003)，「顧客價格敏感度之動態性與異質性對最適定價策略之影響」，國立台灣大學國際企業學研究所碩士論文。
- 劉曉蕾(2002)，「考量替代效果下之最佳訂價決策－應用在娛樂表演性質產業」，國立中央大學工業管理研究所碩士論文。

## 二、英文部分

- Ahlheim, M. and W. Buchholz (2000), “WTP or WTA – Is that the Question?” working paper.
- Allcott, H., (2011). Rethinking teal-time electricity pricing, *Resource and Energy Economics*, 33, 820-842.
- Baarsma, B.E. and J. P. Hop (2009) “Pricing Power Outage in the Netherlands,” *Energy*, 34, 1378-1386.
- Balducci, P.J., J.M. Roop, L.A. Desteese and M.R. Weimar (2002) *Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors and U.S. Economy*, Washington: Pacific Northwest National Laboratory.
- Banks, F. E., (2000). *Energy Economics: A modern introduction*, Kluwer Academic Publishers.



- Beenstock, M., E. Goldin, and Y. Haitovsky (1997), "The Cost of Power Outages in the Business and Public Sectors in Israel," *The Energy Journal*, 18(2): 36-61.
- Bertazzi, A., E. Fumagalli and L. Lo Schiavo (2005), "The Use of Customer Outage Cost Surveys in Policy Decision-Making: The Italian Experience in Regulating Quality of Electricity Supply," 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, June 6-9.
- Billinton, R., G. Wacker and E. Wojczynski (1983), "Comprehensive Bibliography of Electrical Service Interruption Costs," *IEEE Trans. On PAS*, 102: 1831-1837.
- Bor, Yungchang Jeffery, Yih-Chyi Chuang, Wei-Wen Lai, and Chung-Min Yang, 2010, "A Dynamic General Equilibrium Model for Public R&D Investment in Taiwan", *Economic Modelling*, 27(1): 171-183.
- Braithwait, S., Hansen, D. and O'Sheasy, M., (2007). *Retail Electricity Pricing and Rate Design in Evolving Markets*, Technical Report, published by Edison Electric Institute, Washington, D.C..
- Carlsson, F. and P. Martinsson (2007), "Willingness to Pay among Swedish Households to Avoid Power Outages: A Random Parameter Tobit Model Approach," *The Energy Journal*, 28(1):75-89.
- Carlsson, F. and P. Martinsson (2008), "Does It Matter When a Power Outage Occurs? – A Choice Experiment Study on the Willingness to Pay to Avoid Power Outages," *Energy Economics*, 30:1232-1245.
- Caves, D.W., J.A. Herriges and R.J. Windle (1990), "Customer Demand for Service Reliability in the Electric Power Industry: A Synthesis of the Outage Cost Literature," *Bulletin of*

- Economic Research, 42(2):79-119.
- Chao, H.P. and R. Wilson (1987) "Priority service: pricing investment and market organization," *American Economic Review*, 77, 899-916.
- Chao, H.P., S.S. Oren and R.B. Wilson (1986) "Multilevel Demand Subscription Pricing for Electricity," *Energy Economics*, 8, 199-217.
- Chowdhury, A.A., T.C. Mielnik, L.E. Lawton, M.J. Sullivan and A. Katz (2004), "System Reliability Worth Assessment t a Midwest Utility-Survey Results for Industrial, Commercial and Institutional Customers," 8th International Conference
- De Martini, P. (2013) "DR 2.0: A Future of Customer Response," available on:  
[http://www.demandresponsesmartgrid.org/Resources/Documents/FINAL\\_DR%202.0\\_13.07.08.pdf](http://www.demandresponsesmartgrid.org/Resources/Documents/FINAL_DR%202.0_13.07.08.pdf)
- Electric Power Research Institute (EPRI)(1982) *Environmental and Socioeconomic Consequences of a Shortage in Installed Generating Capacity*, Palo Alto: California.
- Electric Power Research Institute (EPRI)(2009) "Overview of Electric Energy Storage Options for the Electric Enterprise," available on:
- FERC (2002), Standard Market Design: The Foundation for Competitive Wholesale Electricity Markets, Technical Report, FERC, US.
- FERC (2008) "Assessment of Demand Response & Advanced Metering," available on:  
<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf>
- Friedman L. S., (2011). The importance of marginal cost electricity pricing to the success of greenhouse gas reduction programs,

- Energy Policy, 39, 7347-7360.
- Global Wind Energy Outlook 2012 , Global Wind Energy Council , 2011 .
- Goett, A., D. Mc Fadden and C.K. Woo (1988) “Estimating Residential Electricity Outage Cost with Market Research Data,” *Energy Journal*, 9, 105-120.
- Hanemann, W. M.(1991), “Willingness to Pay and Willingness to Accept: How Much Can They Differ?” *American Economic Review* 81: 635-47.
- Hartman, R.S., M.J. Doane and C.K. Woo (1991) “Consumer Rationality and the Status Quo,” *Quarterly Journal of Economics*, 106, 141-162.
- Hong, Y.Y. and Weng, M.T. (1999). Investigation of Nodal Prices in Deregulated Competitive Market-Case Studies, International Conference on Power Tech, Budapest.
- Hsu, J. Y. and T. Y. Chen (1994) “Various Methods for Estimating Power Outage Costs,” *Energy Policy*, 22(1): 69-74.
- Hsu, J. Y., P. L. Chang and T.Y. Chen (1993), “Outage Costs Caused by Various Outage Depths,” *International Journal of Production Economics*, 32: 229-237.
- Hsu, J. Y., P. L. Chang and T.Y. Chen (1993), “Priority Service and Outage Costs in the Power Sector: The Taiwan Experience,” *Utility Policy*, 3:255-260.
- Hsu, J. Y., P.L. Chang and T.Y. Chen (1993), “Reliability in Demand Options and Imputed Outage Costs: The Case of Taiwan,” *Pacific and Asian Journal of Energy*, 3(1): 131-145.
- <http://energy.gov/oe/downloads/grid-energy-storage-december-2013>.
- [http://www.softtoyssoftware.com/dbnet/offline\\_docs/EPRIstorageAU\\_1\\_1250812018.pdf](http://www.softtoyssoftware.com/dbnet/offline_docs/EPRIstorageAU_1_1250812018.pdf).
- IEA(2014) “Implementing Agreement on Demand-Side Management

- Technologies and Programmes,” available on:  
[http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Annual%20Reports/2013\\_Annual%20report\\_web.pdf](http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Annual%20Reports/2013_Annual%20report_web.pdf)
- Kammem et al. (2008). In: Evaluating the cost-effectiveness of greenhouse gas emission reductions from deploying plug-in hybrid electric vehicles brookings-google plug-in hybrid summit. Washington, DC, July 2008.
- Karki, N. R., A.K. Verma, A.K. Mishra, J. Shrestha and M. Bhatkar (2009), “Industrial Customers' Survey for Outage Cost Valuation in a Developing Country,” North American Power Symposium (NAPS) 2009: 1-6, 4-6 Oct., Starkville, MS, USA.
- KEPCO (2011), “KEPCO’s Demand Side Management Program,” available on:  
<http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Workshop%20-%20Jeju%20island,%20Korea%20-%20November%202011/4.%20Jeong-soo,%20You.pdf>
- KEPCO (2013), “Guide to KEPCO’s Demand-Side Management,” available on:  
<http://cyber.kepco.co.kr/kepco/CY/K/htmlView/CYKAHP001.do?menuCd=FN0207010101>
- Kim, J., Y. Nam, T. Hahn and J. Hong (2011) “Demand Response Program Implementation Practices in Korea” presented on 18<sup>th</sup> World Congress, Milano, Italy, Aug 28-Sep 2, 2011.
- LaCommare, K.H. and J.H. Eto (2006) “Cost of Power Interruptions to Electricity Consumers in the United States,” *Energy*, 31, 1845-1855.
- Leathy, E. and R.S.J. Tol (2011) “An Estimate of the Value of Lost Load for Ireland,” *Energy Policy*, 39, 1514-1520.
- Linares, P. and L. Rey (2013) “The Costs of Electricity Interruption in Spain. Are We Sending the Right Signals?” *Energy Policy*, 61,

751-760.

- Longo, A., A. Markandya and M. Petrucci (2007), “The Internalization of Externalities in The Production of Electricity: Willingness to Pay for the Attributes of a Policy for Renewable Energy,” Fondazione Eni Enrico Mattei Working Papers, Paper 13.
- Moeltner, K. and D. F. Layton (2002), “A Censored Random Coefficients Model for Pooled Survey Data with Application to the Estimation of Power Outage Costs,” *The Review of Economics and Statistics* ,84(3): 552–561.
- Morriso, M. and C. Nalder (2009), “Willingness to Pay for Improved Quality of Electricity Supply Across Business Type and Location,” *The Energy Journal* . , 30(2):117-133.
- Munasinghe, M. and A. Sanghvi (1988) “*Reliability of Electricity Supply, Outage Costs and Value of Service: An Overview*,” IAEA Special Issue Electricity Reliability Issue Vol. 9.
- Nooij, M., C. Koopmans and C. Bijvoet (2007) “The Value of Supply Security: The Cost of Power Interruptions: Economic Input for Damage Reduction and Investment in Networks,” *Energy Economic*, 29, 277-295.
- Ofgem (2012) “Demand side response in the non-domestic sector,” available on:  
<http://www.element-energy.co.uk/wordpress/wp-content/uploads/2012/07/Demand-Side-Response-in-the-non-domestic-sector.pdf>
- Ofgem(2013a) “Creating the Right Environment for Demand-Side Response,” available on:  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75245/creatingtherrightenvironmentfordemand-sideresponse.pdf>
- Ofgem(2013b) “The State of the Market for Customers with

Dynamically Teleswitched Meters,” available on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004:

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82288/state-market-customers-dynamically-teleswitched-meters.pdf>

- Panya, S., W. Pattaraprakorn, T. Detmote, P. Teansri and P. Bhasaputra (2010) Economic impact of power outage in Thailand: Industry perspectives, paper presented on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD), 2010 Proceedings of the International Conference, June 2-4, Chiang Mai, Thailand.
- Praktiknjo, A. J., A. Hahnel and G. Erdmann (2011) “Assessing Energy Supply Security: Outage Costs in Private Households,” *Energy Policy*, 39, 7825-7833.
- Reichl, J., M. Schmidthaler and F. Schneider (2013) “The Value of Supply Security: The Costs of Power Outages to Austrian Households, Firms and the Public Sector,” *Energy Economics*, 36, 256-261.
- Rowlands, I. H. and Furst, I. M., (2011). The cost impacts of a mandatory move to time-of-use pricing on residential customers: an Ontario (Canada) case-study, *Energy Efficiency*, 4(4), 571-585.
- Serra, P. and G. Fierro (1997) “Outage Cost in Chilean Industry,” *Energy Economics*, 19, 417-434.
- Shipley, R., A. Patton and J. Denison (1972) “Power Reliability Cost Versus Worth,” IEEE Transactions Report No. PMA 76-5, Toronto, Canada.
- Smart Energy Demand Coalition (2013) “A Demand Response Action Plan for Europe: Regulatory Requirements and Market Models,” available on:

<http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2013/06/SEDC-DR-FINAL-.pdf>

- Stoll, H (1989) *Least Cost Utility Planning*, New York: Josey-Bass.
- Strauss, T. and S. Oren (1993) “Priority Pricing of Interruptible Electric Service with an Early Notification Option,” *The Energy Journal*, 14, 175-196.
- Targosz, R. and J. Manson (2007) “Pan European LPQI Power Quality Survey,” Proceedings of 19<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution.
- Telson, M.L. (1975) “The Economics of Alternative Level of Reliability for Electric Power Generation System,” *Bell Journal of Economics*, 2, 679-694.
- Todd, S. and S. Oren (1993) “Priority pricing of interruptible electric service with an early notification option,” *The Energy Journal*, 14, 175-196.
- US Department of Energy (2013) *Grid Energy Storage*, available on:
- Wacker, G. and R. Billinton (1989) “Customer Cost of Electric Service Interruptions,” Proceedings of the IEEE, 77, 919-930.
- Wenders, J. T., (1976). Peak load pricing in the electricity utility industry, *Bell Journal of Economics*, 7(1), 232-241.
- Williamson, O. E., (1966). Peak load pricing and optimal capacity under indivisibility constraints, *American Economic Review*, 56(4), 810-827.
- Willis H.L. and W.G. Scott (2000) *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*, New York: Marcel Dekker.
- Woo, C.-K. and R.L. Pupp (1992), “Costs of Service Disruptions to Electricity Consumers,” *Energy*, 17(2): 109-126.
- Woo, C.K., P. Screeharan, J. Hargreaves, F. Kahrl, J. Wang and I. Horowitz (2014) “A review of electricity product differentiation,” *Applied Energy*, 114, 262-272.

Woo, C-K. and K. Train (1988), "The Cost of Electric Power Interruptions to Commercial Firms," The Energy Journal 9: 161-172.

Wooldridge, J.M.(2002), Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data. World Bank Institute (2002), "Contingent Valuation, Session 28," Environmental Economics and Development Policy Course, World Bank Institute, July 15-26, 2002, Washington, D.C.

Yuen, Y. S. (2001). Congestion Management and Its Implementation Using Information Technologies, PhD Thesis, Dept of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow, Scotland.

### 三、網站部分

FEPC: <http://www.fepec.or.jp/english/index.html>

Japan Smart City: <http://jscp.nepc.or.jp/cn/index.html>

Save on energy : <https://saveonenergy.ca/>

SCE : <https://www.sce.com>

台灣電力公司 : <http://www.taipower.com.tw/>



## 附件一、期中報告審查意見回覆表

評審意見	回 覆
<b>林師模教授</b>	
本計畫大致與進度吻合，期中報告在文獻蒐集、整理與分析已相當完整；分析模型已建置完成但情境設計須再多加考量。	感謝評審肯定。期中報告在實證模擬方面僅進行初步 LOLP 規畫模擬，未來亦將針台電 DSM 契約進行模擬。未來在情境設計時將依據評審建議充分說明，而缺電成本之定義也會再加以考量，同時考慮產值與附加價值衡量的缺電成本，並加以比較。
建議再將缺電成本之定義及估算基準進一步應加以釐清。	感謝評審建議。對於缺電成本的定義，在後續的研究上，將依循評審的建議，將缺電成本之定義詳細說明，並與本研究之實證模擬結果相對應，而缺電成本之估計基準亦將根據產值與附加價值兩方面加以釐清。
建議未來應強化缺電成本估計結果與分級電價制度規畫做有效的結合。	感謝評審建議。將缺電成本與分級電價制度相結合，乃為本計畫之重點之一，未來將依據評審建議，在兩者之結合上多加論述，並增加缺電成本在分級電價制度上應用之相關研究，及缺電成本與分級電價制度相結合之方法。
<b>魏教授國棟</b>	
目前完成之內容與文獻收集、模型建置說明與相關背景說明相當充實與明確。	感謝評審肯定。
本計畫欲評估缺電成本，而缺電成本分類定義，雖有明確定義，但根據本計畫欲採用之	感謝評審建議。未來會在 CGE 模型行業及產品資料處理上多加說明，以增加其可行性。本計畫乃

評審意見	回 覆
<p>CGE 模型，要如何在其各項資料中進行分類與估計其值，卻沒有說明，會讓人懷疑可行性。</p>	<p>依據所設計之政策情境，將各產業部門在缺電時所造成之投入面的衝擊，引入本計畫的模型中，並模擬其造成的產業影響，未來在論述上將更完整說明。</p>
<p>CGE 模型自主計處取得的 30 部門 65 產品資料，係已發生的實際資料，如何將停缺電的資訊與分類原則加入實際資料中？</p>	<p>本研究之產業部門與產品部門之分類歸納方式，係以主計處之產業分類標準為主，因此，本計畫未來將蒐集台電公司之產業別停電資訊予以分類比對。如此，即可進行設計模型衝擊之政策情境，以期能合理估測我國產業面的停缺電成本。</p>
<p>台電須配合提供資料，且須配合 CGE 模型，是否可以達成？</p>	<p>本研究目前已取得台電 2013 年之 DSM 契約資料，業已進行資料分析，預計將可順利進行下一階段的模擬並順利完成實證模擬。</p>
<p>本研究期望自缺電成本估計結果，能藉以規劃級電價，但目前內容，尚看不出如何結合兩項研究目標，是否應參考各國分級電價經驗，規畫我國的分級電價制度？</p>	<p>感謝評審意見。本計畫重點之一，就是在模擬我國之缺電成本，並依據所估測之缺電成本，設計合理的分級電價方案。本研究在參考各國之分級電價經驗後，發現先進國家的電力市場制度與我國有很大的差別，其重點就是：是否具有自由化電力市場制度，影響甚巨。本計畫在期中報告中已就我國與各國之分級電價方案進行比較，並提出優缺點與建議方案。未來也會設法模擬合理之分級電價政策情境給政府參考。</p>
<p>可否以目前已在執行之「分級電價」方案，模擬分析與缺電</p>	<p>感謝評審意見。現行我國之分級電價方案，有三段式時間電價以</p>

評審意見	回 覆
成本的關係及對各產業部門的影響評估。	及台電公司之 DSM 契約，其中三段式時間電價乃針對季節及家計部門，在實證模擬上並不易達成。而台電公司之 DSM 契約，則是本計畫在下一階段欲模擬的政策情境，將於期末報告中加以呈現並論述之。
楊教授浩彥	
請確認 P.79 圖 5.2 是否合適？	感謝評審意見。本計畫將再審視 P.79 圖形之合理性並修正之。基本上，台灣電力公司是否呈現平均成本遞減現象，實在令人懷疑。
P.97 圖 5.3 及第四行計算缺電成本方式是否合適？	感謝評審意見。本計畫所計算之缺電成本將改為以「數量」差別定價為主的表達方式，以免造成誤會。
請確認 P.96 表 5.5 淨出口、出口、進口變數是否合適？	感謝評審意見。本計畫將於未來針對進出口變數在各不同部門之變動進行詳細檢視，並可將這些模擬結果提供論述。目前初步結果顯示，進出口將同步衰退，只是幅度不同。
核能研究所：	
是否能歸納我國過去對缺電成本研究之優缺點，以及本計畫研究之特色與過去研究之差異。	本研究於期中報告中，已針對本研究與過去其他研究之研究方法進行比較。未來將依據委託單位之意見，將國內研究之細部論述內容再強化說明清楚。
本研究所模擬之 LOLP 規畫，與實際發生之情況，似乎有所差異，是否應加以修正。	本計畫在實證模擬上第一步將以 LOLP 之模擬結果做為缺電成本之基礎分析，未來亦會依據台電

評審意見	回 覆
	公司之產業別停電資訊做模擬，並與 LOLP 結果進行比較。
本計畫是否考量核四之停建做為實證模擬之基線	本計畫沒有做動態模擬，故核四資訊不需進入模型中，因此在基線上尚無需考慮核四的問題。

## 附件二、 期末報告審查意見回覆表

評審意見	回 覆
<b>鐘輝乾組長</b>	
表 3.25 建廠成本之節省宜改以邊際的建廠成本為基礎，替代整體平均概念。	謝謝評審意見。本研究建廠成本已改依據 EIA(2014)的資訊，各類建廠發電成本如表 3.23 所示。
LOLP 反應輸配電，並非備用容量不足而限電。	謝謝評審意見。發電端缺電機率 (LOLP) 之規劃標準係依據政府公告的數據。本研究並無意見。
LOLP 標準為 0.1%，是否有再重新修正或調整以符合國家社會福利極大化？	謝謝評審意見。發電端缺電機率 (LOLP) 之規劃標準係依據政府公告的數據。本研究並無意見或修正。
本研究的分級電價策略建議實際可行性似乎不容易，另配合台公司 DSM 方案，則表示廠商是否願意配合簽約，故如何強化此功能本研究可加入說明。	同意評審意見，本研究將強化說明其訂價方案之說明。或可依據用電量大小區分所估計之產業缺電成本，並以其各別之用電量為權數，設計三種不同的分級電價，亦較具說服力。詳見參、二、(一)節說明。
<b>魏國棟教授</b>	
文獻理論 Enfore-Green 模型的缺失為不易反應現實，如模型參數設定，請說明。	謝謝評審意見。本計畫 EnFore-Green 模式開始進行政策模擬，於模擬之前須校準模式的參數，使模式能正確反映規畫之政策變動對經濟環境及產業變動造成的影響。校準之方式主要係透過內生與外生變數的交換設定而達成目的，先由實際已發生之經濟成長率作為模式之給定變數，稱為外生變數設定。再由模

評審意見	回 覆
	式自行計算產生之變數，稱為內生變數設定。校準程序為用已經實現之經濟環境變動，再將模式之輔助參數以內生變數之方式產生合理的數據。詳見貳、八節估計方法。
文獻未提及有人做 CGE，若有附上並比較結果。	謝謝評審意見。本研究係創新的研究方法。早期研究類似的研究方法有投入產出法。詳見貳、八節估計方法。
相關文獻蒐集非常充分，對日後研究助益頗大但本研究結果與建議可以與研究文獻(主要成果)進行比較分析。	感謝評審肯定，本研究將依據評審意見，與相關文獻進行比較。詳見壹、三與四節。
分級電價若要突破 DSM，向來政府是否應減少獎勵、補貼，可由效益角度執行，而非成本角度，但如何執行？	謝謝評審意見。由表 3.28 分級電價之效益成本分析可知，效益大於成本。但本文分級電價的設計仍然依據此產業缺電成本及風險設計所為。詳見參、二節。
結論內容的邏輯性是綠電發展會面臨二大問題，其中一項為供可靠度（即缺電）所以需進行分析所以需進行分析與建議。但本文卻未能說明綠電的未來發展性以及綠電與供電可靠度的相關意義？所以結論可以修正，綠電議題可以去除。	同意評審建議，已於修正稿中將綠電議題刪除。
<b>楊浩彥教授</b>	
台灣缺電成本較國外高，應將結果與文獻合討論是否有不同。缺電成本與結論應與文獻合併討論。	謝謝評審意見。國內、外文獻推估結果不同主要是因為國情、時間、與方法不同所致。已整理於壹、三與四節。

評審意見	回 覆
<p>著墨太多於不完全競爭，與文末的均衡點上分析有落差。</p>	<p>謝謝評審意見。本研究所採用之模型，的確是在完全競爭市場的架構下所估計。雖然CGE模型可行採用不完全競爭市場之架構進行估計，但由於我國電業為獨占之公共事業，營業目的非為追求利潤極大，且電力用戶產業部門對電力價格而言，乃是價格接受者。因此目前在模型設定上，較偏向於完全競爭市場之架構。已於修正稿中將不必要的內容刪除。</p>
<p>家計所得分為低薪資所得與高薪資所得，試說明為何估計如此低。</p>	<p>謝謝評審意見。本研究以本業平均薪資所得來估計家計部門之缺電成本較為一致。無所謂高低之分。</p>
<p>本研究以薪資所得計算缺電對家庭的影響，資本利得有可能考慮在內嗎？</p>	<p>謝謝評審意見。對家計用戶而言，本研究之模型乃推估產業產值變化對家計單位薪資的影響進行推估其缺電成本。然若考慮家計部門之資本利得，可能使家計部門之缺電成本較高，且資本利得與用電較無關。本研究模型乃以本業薪資所得設定之，以薪資所得來估計家計部門之缺電成本較為一致。詳見參、一節。</p>
<p><b>核能研究所</b></p>	
<p>需求面管理，產業大多選那些計畫，其優缺點為何？以利了解企業為何做這些選擇。</p>	<p>謝謝評審意見。台電「減少用電措施」方案契約為8+2的契約模式，其中4項為計畫性，4項為臨時性。就資料顯示在台電所提供的DSM簽約容量，多集中在計畫性的契約中。詳見貳、一、(三)</p>

評審意見	回 覆
	節。
<p>試詳述住宅部門缺電如何透過產業衝擊影響薪資所得？</p>	<p>謝謝評審意見。住宅部門平均缺電成本的計算過程是透過產業缺電衝擊到產值損失與薪資衝擊。再用家計部門本業薪資總額的影響，除以住宅部門的用電度數，便可計算住宅部門之平均每度用電的缺電成本。此外，住宅部門也是需求面的一部分，當需求限時，對產值也有負面的影響。特此說明，詳見參、一節。</p>
<p>本研究於 LOLP 衝擊未提及，為何鋼鐵業的缺電成本大於電機業，應加以說明。</p>	<p>謝謝評審意見。本研究乃採用 CGE 模型估計缺電成本，因此其估計結果將因其投入產出係數的大小而有所變化。基本上，電機業對電力需求之投入產出係數較鋼鐵業小，亦即電機業雖然用電量較高，但因為電力投入在其生產過程中，所占之生產成本之比較相對較小，再加上分母用電數較高，因此平均而言，缺電成本較低。</p> <p>從另一層面來講，因為電機業對用電需求較高，為避免其產業停缺電風險，多另行設置備用電源。其所設置之備用電源之設置成本亦屬缺電成本之一部分，但因為本研究並未確實訪問電機業相關廠商備用電源設置成本，在 DSM 衝擊時所估計之缺電成本相對較低。未來可針對此再加以訪</p>



評審意見	回 覆
	談，以期能更確實估計缺電成本範圍。
<p>其他相關修訂建議</p> <p>(1)2012 年電力排放係數應為 0.532(kg/度)，請修正。</p> <p>(2)P.30 資料有誤，請修正</p> <p>(3)表格應將住宅部門區隔</p> <p>(4)P.38 台電五月份用電高於六月似乎不合理，請修正。</p>	同意評審意見，已於期末修正稿中加以修訂。