

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

能源稅與碳稅之稅制規劃與稅率訂定方法研究

The Study of Energy/Carbon Tax Scheme and Tax Rate Setting
Methods

計畫編號：1032001INER034

受委託機關(構)：國立中興大學產業發展研究中心

計畫主持人：許志義

聯絡電話：04-22840864

E-mail address：hsu@nchu.edu.tw

核研所聯絡人員：韓佳佑

報告日期：103 年 12 月 4 日

目 錄

目 錄.....	1
中文摘要.....	6
英文摘要.....	7
壹、計畫緣起及目的.....	8
貳、研究方法與過程.....	11
參、電業自由化下碳稅或能源稅推動研析.....	15
一、電力自由化與碳稅.....	15
(一)電業自由化與碳稅之關聯.....	15
(二)能源稅與碳稅之比較.....	18
(三)是否應對核能發電課能源稅、碳稅.....	24
二、台灣電業自由化發展現況.....	25
(一)電業自由化的緣起.....	25
(二)台灣電業自由化的歷程與現況.....	27
(三)台灣電業自由化的最新發展.....	31
三、台灣碳稅能源稅之推動與規劃.....	32
(一)能源稅推動現況.....	32
(二)能源稅政策的優劣探討.....	34
(三)近年國際上實施碳稅國家之概況.....	36
四、碳稅或能源稅之推動評估.....	39
(一)實施碳稅的法制規劃.....	39
(二)碳稅制度的內容規劃.....	41
五、本章小結.....	54

肆、我國電業經營及即時電力供需情況研析.....	57
一、我國電力市場結構與經營現況.....	57
二、我國電力負載特性分析及機組調度情形.....	63
(一)負載持續曲線.....	64
(二)月代表日之小時負載及機組調度情況.....	70
三、尖離峰調度與供電成本.....	72
(一)發電成本.....	72
(二)供電成本.....	73
(三)最佳調度實績下之發電成本.....	74
四、本章小結.....	78
伍、我國最新電業自由化版本研析.....	80
一、電業法修正草案綜覽與修正要點.....	82
二、電業自由化政策與電業法修正草案的爭議議題.....	90
三、電業自由化政策之評議.....	102
四、電業法修正草案之評議.....	112
五、本章小結.....	117
陸、電業自由化之電能批發市場設計研析.....	119
一、電力批發競爭市場模式.....	119
二、電力批發市場的建構.....	121
(一)日前電力市場.....	121
(二)實時平衡市場.....	123
(三)遠期契約市場.....	126
(四)輸電權市場.....	128

三、電力批發市場的交易模式.....	131
(一)集中交易模式.....	132
(二)分散交易模式.....	134
四、本章小結.....	135
柒、電業自由化輔助服務市場研析.....	136
一、輔助服務概述.....	136
(一)輔助服務的定義.....	136
(二)輔助服務的分類.....	140
(三)輔助服務的市場模式.....	143
(四)輔助服務定價.....	146
(五)電力市場輔助服務的必要性.....	147
二、電力系統的運行及輔助服務.....	148
(一)頻率控制(有效電力負載控制).....	149
(二)電壓控制(無效功率控制).....	154
(三)其他系統運行、控制問題.....	156
三、英、美的輔助服務模式.....	159
(一)美國輔助服務的基本模式.....	159
(二)加州的輔助服務模式.....	164
(三)英國輔助服務的特徵.....	169
四、電力市場下的系統安全可靠.....	172
(一)概述.....	172
(二)電網運行安全可靠性的考慮.....	173
(三)規劃設計中的安全可靠.....	175
(四)電力設備的檢修.....	178
(五)繼電保護與自動控制裝置面臨的新問題.....	180
(六)市場環境下安全性與經濟性的統一.....	182

五、我國未來電力市場輔助服務的可能方式.....	183
捌、電業自由化電能零售市場設計之研析.....	186
一、電力零售市場的組成.....	188
(一)電力零售市場的成員.....	189
(二)電力零售市場和電力批發市場的異同.....	194
二、自由化下電力零售競爭的影響.....	197
三、電力零售購電選擇權開放問題探討.....	200
(一)最終的零售市場開放的架構.....	201
(二)競爭性的批發市場.....	202
(三)競爭性零售商.....	203
四、電力零售制度的運作.....	222
(一)可行之電力零售模式.....	222
(二)美國的例子.....	225
五、台灣未來建立零售競爭市場的規劃方向.....	228
六、本章小結.....	231
玖、主要發現與結論.....	233
拾、參考文獻.....	245
附件一：電業法修正草案(2014.2.11)建議修改條文對照表.....	249
附件二：座談會與講座行程表.....	272
附錄三：民進黨版之電業法修正原則.....	273
附錄四：期中審查意見回覆表.....	274
附錄五：期末審查意見回覆表.....	279

中文摘要

本研究之目的主要在探討碳稅課徵與電力自由化的相關問題。本研究首先探討電業自由化與碳稅之間的關聯。由於電業自由化與碳稅看似兩個不同的議題，目前世界上極少有相關的研究出現，本研究首先針對兩者之間的相互關係，進行研究。其次，本文對於最新版之電業法修正草案進行深入之評析，此有助於提供各界進一步檢視與修訂電業法草案之參考。最後，本文提出台灣未來電業自由化後可行之市場模式建議。本研究以各先進國家實施電業自由化之利弊得失為經驗，提出可供我國電力市場走向自由化之參考，有助於台灣電力市場在邁向自由化的過程中，減少因錯誤而產生之弊端，以增加自由化所帶來對社會整體之益處。

英文摘要

The purpose of this study is to explore issues of carbon tax and electricity market liberalization. First, we explored the interrelation between electrical industry liberalization and carbon tax implementation. Since the liberalization of electricity sector and imposing a carbon tax scheme are seemingly two different and separate issues, there has been very little relevant research literature of the issue in the world. In this study, we studied the relationship between these two economic reforms. Secondly, we conducted an in-depth analysis of the latest draft version of the Electric Act amendment. The result helps to provide insight references for all relevant entities to further review and revise the draft Amendment. Finally, to implement the liberalization of electricity industry for future Taiwan, we proposed a viable electricity market model and its related recommendations. In this report, we studied the experience of some advanced countries which implement electricity industry liberalization successfully, and adopted their merits and good measures as a reference for Taiwan's electricity market liberalization reform. There is a hope with this approach that we can reduce errors and defects along the reform path, and to increase benefits to society as a whole brought about by the liberalization of electricity supply industry.

壹、計畫緣起及目的

電業自由化早已蔚為全球發展趨勢，目前我國亦積極推動中。而歐美各國在九十年代之前即已開始推動電業自由化，隨著時間的遞嬗，各國電力自由化市場制度不斷演進與修正的結果，已去蕪存菁，將自由化演進過程中的諸多缺失改良調適與修正，目前國際間的電力自由化市場運作業已臻致成熟，電力交易除短期的現貨市場外，已與一般商品交易市場無異。我國亦早在九十年代即欲推動電力市場自由化，無奈經過多年歲月蹉跎，至今仍難有突破性的發展而滯留在原地踏步階段，如今又推出一個電業法的更新版本，在此情況下實有必要重新檢討我國現今推動自由化所可能遭遇的問題與解決之道。並且，在電力市場中最大的挑戰之一是如何解決電力生產與消費的外部性問題，如果處置失當造成市場失靈的情況，將使電業無法永續發展，而在諸多市場失靈的情況中以溫室氣體的排放和訂價最為關鍵，其次便是電力網路使用的外部性處理，故本研究亦將探討我國推動課徵碳稅的相關問題。由於電網運作的安全運作勢必影響著電力市場自由化改革的效果與成敗，因此，如何進行經濟、公平與公開的電能輔助服務市場制度安排，以及配套措施，將是本研究將探討的重要議題。此外，本研究亦將評估我國推動電力市場自由化之可行性及所需之配套措施，從而建立一個公平、合理且可行的市場競爭環境。總括而言，本研究之目的在藉由分析電業

自由化市場、政策及其推動過程中的相關議題，以提出可供台灣在電力市場自由化的工作中可供參考之配套措施，並提出可能之解決建議供參。

貳、研究方法與過程

本研究主要目標在於研析我國電力市場自由化制度的相關議題與配套措施，研究方法主要為透過資料之蒐集與研析，並透過研討會之探討，整理歸納出相關之內容與結論。主要的研究過程列示如下：

1. 電業自由化下碳稅或能源稅制度推動研析。

電力市場自由化後市場運作機制將代替政府或台電公司的角色，而市場的功能亦非屬萬能，在諸多市場失靈的情況下溫室氣體減量的碳稅或能源稅政策工具的執行與設計勢必跟著進行，本研究將探討在我國電力自由化下碳稅政策的執行之相關問題與措施。

2. 蒐集與研析我國電業經營及電力市場運作及供需情況。

首先蒐集我國目前電業經營、電力市場運作及電力供需情況的相關資料與數據，以對台灣目前電力市場狀況有完整的了解，俾助於對於計畫所需之研究分析提供相關之背景資料與知識。

3. 蒐集我國最新電業自由化版本與配套措施。

我國電業自由化改革至目前大約可規劃分為三個時期，包括了過渡時期、成立電力調度中心、實施雙邊交易及/或節點/區域定價時期等，而電業法也歷經了多次的修正。這些時期的演進與電業法的修正的目的多是想要推動台灣電力市場的自由化，雖然最後皆功敗垂成，因此本研究將蒐集、彙整與分析目前電業法最新修正版本，

對於目前電業市場自由化政策的優缺點及影響，進行深度分析與評估。

4.我國電業自由化電能批發市場設計研析。

我國電業目前之經營方式，可分為「發電躉售」、「購電轉售」、「躉購配售」及「發電自售」等四種。然而，事實上不論發、輸、配、售都由一家獨佔廠商(台電公司)所運作，雖然有多家發電公司的存在，但卻無自由售電權力，為了不讓獨佔廠商行使市場力影響消費者權益，現行電業法亦規定電價應反映合理成本並獲得保證報酬為原則，但在市場結構扭曲，定價方式又無法有效率的反映成本下，終究造成了台灣的電業環境無效率與電業經營嚴重虧損的缺失。因此，引進電能批發市場競爭是一個解決目前獨佔缺失的基本方案，本研究將針對目前電業自由化版本下引進批發市場競爭的可行性進行研析。

5.我國電業自由化電力系統安全維護與輔助服務市場研析。

為維持輸電網的穩定與安全，電力系統需隨時維持安全與可靠的運轉，以因應系統發生緊急事故時可有效支援，或確保中長期電源與電力設施的充裕性，此即電力自由化市場中輔助服務的主要職責。而我國電力市場自由化下，電力系統的安全維護措施與輔助服務市場的設計亦將影響著電力市場自由化的效果與成敗，因此本計畫將針對此一問題進行研析。

6.我國電業自由化電能零售市場設計研析。

零售競爭的開放是電能批發市場改革成功的必要條件，若批發市場的即時電能價格不能傳遞到消費者的手中，那麼電力用戶就很難做出有效率的決策，因此零售市場的開放設計應以能傳遞批發市場的價格訊息為原則，這意味著零售市場必須能以兩種方式傳遞價格訊息，一是能以如同批發市場般的用即時電表來計量電力的消費和計價，二是以某種加權的平均價格來計價。本研究將針對我國電力市場自由化政策下開放電能零售市場及用戶購電選擇權的意涵，進行台灣電力市場零售端引進競爭之研析。

7.舉辦專家座談會、邀請專家講座。

邀請一位與本研究議題有關之國際能源經濟專家進行專題研討與座談。並安排與本研究議題相關之專家進行一系列之講座。

8.提出具體之執行方案與修法建議

提出我國電業自由化之具體執行方案及電業法之修法建議。

相關之工作進度與時程規劃，則如表 1.1 所示：

表 1.1 工作進度與時程規劃

工作項目	民國 103 年											
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1. 電業自由化下 碳稅或能源稅 推動研析												
2. 我國電業經營												

及電力市場運作及供需情況												
3. 蒐集我國最新電業自由化版本與配套措施												
4. 我國電業自由化電能批發市場設計研析												
5. 我國電業自由化電力系統安全維護與輔助服務市場研析												
6. 我國電業自由化電能零售市場設計之研析												
7. 舉辦專家座談會、邀請專家講座。												
累積進度(%)	8	16	24	32	40	50	60	68	76	84	92	100

※ 查核點說明

編號	內容說明	預定完成日期
*1	開工會議（於招標當日舉行）	103年1月
*2	舉辦期中審查會議	103年5月
3	舉辦工作會議	103年4月&7月
4	舉辦期末專家審查會議	103年10月

參、電業自由化下碳稅或能源稅推動研析

一、電力自由化與碳稅

(一)電業自由化與碳稅之關聯

1.理論上的探討

碳稅為針對碳排放之數量來課稅，因此課徵碳稅會使廠商生產含碳之產品的成本上升，由於是從量課徵，因此將使平均成本與邊際成本都會上升。如圖 3.1 所示，平均成本由 AC 上移至 AC'，邊際成本由 MC 上移至 MC'。因為，假設產品之產量為 Q，碳稅稅率為 t，產品之含碳比率為 c，因此產品之含碳量為 cQ，Q 數量產品所需繳納之碳稅為 $t \times Q \times c$ 。因此，如表 3.1 所示，課徵碳稅將使廠商之生產成本上升。

另一方面，關於產品價格的決定，在完全競爭市場中產品的價格決定於平均收入等於邊際成本(亦即 $AR=MC$)，如圖 3.1 中的 A 及 B 點分別決定了完全競爭市場中課稅前的價格 P_c 與課稅後的價格 P_c' 。而在獨占市場中，價格是由邊際收入等於邊際成本($MR=MC$)決定產量，再由該數量所對應的 AR 來決定價格，如圖 3.2 中的 S 及 R 點。

表 3.1 課徵碳稅前後廠商成本之變化

	稅前	稅後
利潤	$\pi=TR(Q)-TC(Q)$	$\pi=TR(Q)-TC(Q)-t \times Q \times c$
MC	$\frac{dTC(Q)}{dQ_c}=MC$	$\frac{dTC(Q)+tQ_c}{dQ_c}=MC+t=MC'$ (上升)
AC	$\frac{TC(Q)}{Q_c}=AC$	$\frac{TC(Q)+tQ_c}{Q_c}=AC+t=AC'$ (上升)

接下來探討課徵碳稅後消費者的福利(消費者剩餘)的變化情形。首先，在完全競爭市場中，如圖 3.1 所示，課徵碳稅將使產品的價格由 P_c 上漲至 P_c' ，消費者剩餘由 ΔEAP_c 減少為 $\Delta EAP_c'$ 。為避免圖形過於複雜，在成本形態及需求形態一致下，我們將獨占市場的情況顯示於圖 3.2。

在圖 3.2 中，課碳稅前產品之價格為 $P_0(P_0 > P_c)$ ，消費者福利 $\Delta ESP_0 < \Delta EAP_c$ ，課稅後產品之價格為 $P_1(P_1 > P_c')$ ，消費者福利 $\Delta ESP_1 < \Delta EAP_c'$ ，因此可知

$$\Delta EAP_c > \Delta EAP_c' > \Delta ESP_0 > \Delta ERP_1,$$

課徵碳稅雖然會使消費者剩餘減少，但在獨占市場下，會使消費者剩餘更進一步的減少。再者，在完全競爭市場中，政府課稅的稅收

為 $\Delta BCP_cP_c'$ ，此一稅收將完全由廠商負擔；但在獨占市場中，政府的稅收為 ΔUVP_2P_3 ，其中有一部份將轉嫁給消費者，該部分為 ΔRTP_0P_1 ，因此，消費者的福利將再進一步減少。

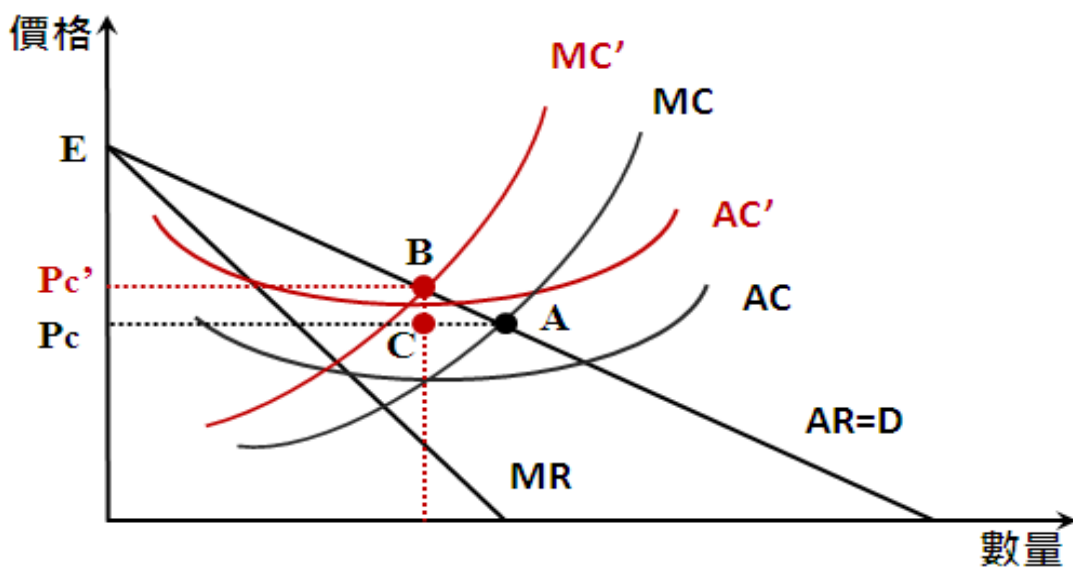


圖 3.1 完全競爭市場的課稅效果

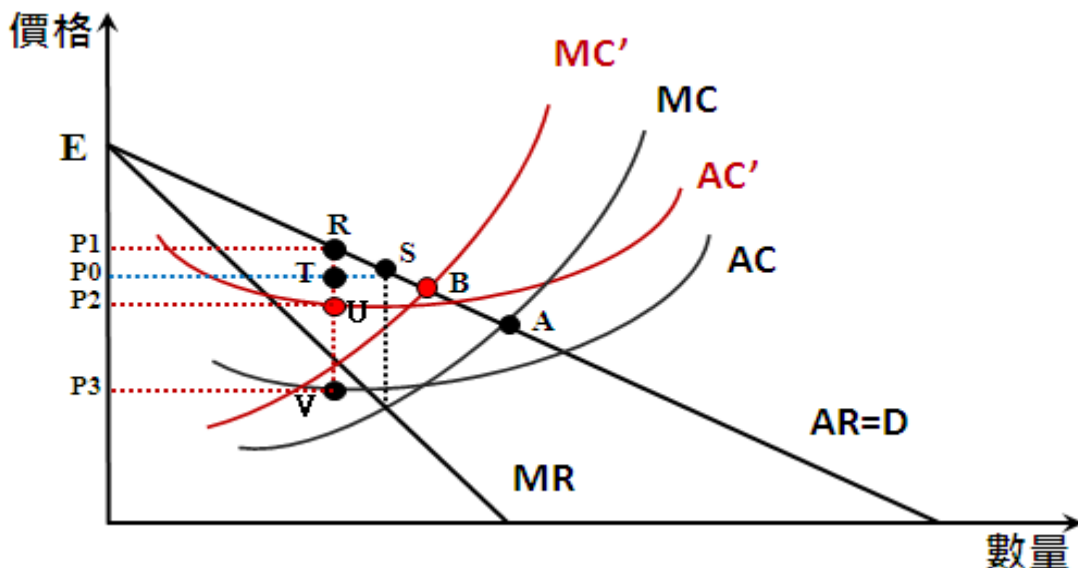


圖 3.2 獨占市場的課稅效果

綜合以上的討論我們可以知道，在市場缺乏競爭（例如獨占）的情況下課徵碳稅對消費者福利會的減少幅度將大於競爭市場的情

況，因此，在自由化之電力市場下課徵碳稅，將可減緩課徵碳稅對消費者福利的不利影響。另外，從以上的分析可知，不論在何種市場下課徵碳稅，都會影響消費者福利，因此政府在課徵碳稅的同時，應同時考慮取消或減輕他種租稅之課徵。

2.實證上的研究

在實證上 Bigano and Proost (2004)使用了動態數值模型來評估不同市場的競爭程度下，對電力市場課徵碳稅的福利效果。

該模型比較了三個市場不同的制度：1.完全競爭市場模式，2.價格管制的獨占模式，3.多市場古諾(multi-market cournot)模型。並假設這三個市場具有相同的輸電限制下，檢驗課徵碳稅之下對此三種不同市場的福利變動情形。

結果顯示：就福利的損失效果而言，在電力市場為完全競爭之下，福利損失最低；其次是價格管制下的獨占市場，若將其邊際利潤壓得愈低，則其福利損失愈接近於完全競爭的情況；在爭取較高的古諾模型下，將造成較大福利損失。

(二)能源稅與碳稅之比較

在 1970 年以前，世界各國的環境政策多採用直接管制的方式，但由於直接管制在面對多種污染的來源時效率較低，因而 1980 年代後期，部分歐洲國家開始實施收費(charges)、課稅(taxes)、發行可交易的排放許可權(tradable permits)等經濟政策，希望透過市場化方法

來使環境污染成本內部化，以控制環境污染。而其中以環境稅 (environmental tax) 較受重視，聯合國的經濟會計整合環境系統 (System of Integrated Environmental and Economic Accounting, SEEA) 中定義環境稅為：「對已證實對環境有害的實體單位所徵收的稅」。隨著氣候變化問題的日益凸顯，人們逐漸認識到以二氧化碳為主的溫室氣體排放是引起氣候變化的主要原因，因而碳稅問題又成為環境稅的核心內容之一。

碳稅概念提出和實施最早都出現在歐洲。1988年6月，加拿大多倫多舉行「變化中的大氣對全球安全的影響」國際會議，首次將全球暖化作為政治問題來看待。當年，世界氣象組織和聯合國環境規劃署聯合建立了政府間氣候變化專業委員會(IPCC)。多倫多會議認為氣候變化很可能是人類不斷擴大能源消費等活動造成的，並提出到2005年將CO₂排放量較1988年水準減少20%的碳排放控制與削減目標。

1990年代初，歐洲國家開始考慮控制和削減CO₂排放。當時，《京都議定書》的三大機制：排放貿易(ET)合作機制、聯合履行機制(JI)和清潔發展機制(CDM)都尚未確立，對排放進行課稅成為最為理想的市場化管理手段。1992年，歐盟委員會提出在歐盟引進碳稅和能源稅的方案，然而，該方案並未通過。但芬蘭、瑞典和丹麥等國家卻很快地單邊實施碳稅。此後十幾年，荷蘭、斯洛文尼亞、德國、

英國、奧地利、愛沙尼亞、義大利、挪威、瑞士等歐洲國家陸續以不同形式對 CO₂ 排放進行課稅。

歐洲實施碳稅政策，除了積極應對氣候變化、減少溫室氣體排放外，同時也試圖經由碳稅來帶動整個國家的清潔能源改革。而且，歐洲碳稅契合了歐洲的環境稅改革 (Environmental Tax Reform)，使得碳稅政策約比國際控制溫室氣體排放的《京都議定書》生效(2005年)早 15 年進入實施階段，並獲得歐洲國家的廣泛認同。

環境稅(Environmental Taxation)是把環境污染和生態破壞的社會成本，內部化到生產成本和市場價格中去，再通過市場機制來分配環境資源的一種經濟手段。按照經濟合作與發展組織(Organization for Economic Co-operation and Development, OECD)的定義：「環境稅是指對環境保護有顯著影響(Particular environmental importance)的稅收，其稅基較為廣泛，可以是能源、自然資源、機動車、污染物等。所以，碳稅和能源稅都可以歸屬於環境稅」。因此，我們可以把環境稅、能源稅、碳稅之間的關係以如下圖 3.3 表示。

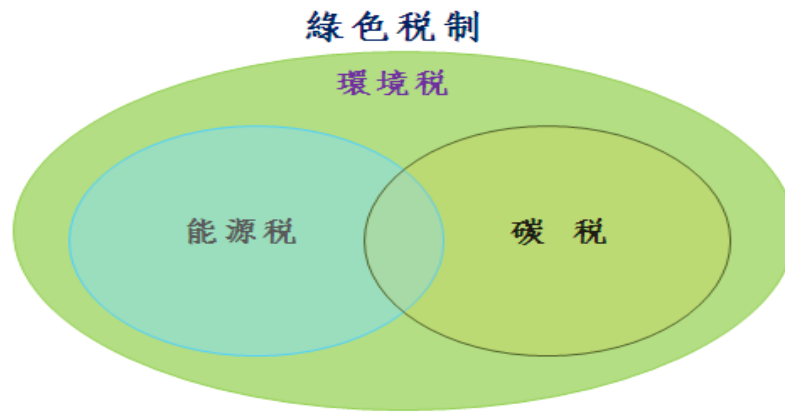


圖 3.3 能源稅與碳稅之關係

環境稅改革是歐洲 1980、90 年代開展的一項非常重要的稅制改革，其主要目的是將稅收負擔由勞動力向能源和污染轉移。

至 1990 年代，歐洲國家的社會福利已相當完善，政府的社會福利支出負擔沉重，人民的稅收負擔率亦居高不下，在失業補貼豐厚和所得稅率極高的情況下，歐洲地區普遍面臨高失業率問題。在此背景下，大部分的歐洲國家開始實行課征環境稅，並進行一系列的綠色稅制改革(green tax reform)。

環境稅制改革主要是指對污染及能源消費課以環境稅，將環境成本內部化，透過提高污染排放成本達到節能減碳的目的，並在稅收中立的前提下，將環境稅稅收用於有益的社會經濟活動。換言之，環境稅制改革是將環境因素納入到稅制體系的一種稅制設計，即確認並取消現行扭曲的且可能對環境造成負面影響的直接稅、間接稅及補貼，提高現有租稅對環境的友好性，或對污染產品課以新的生態稅，以綠化稅制體系。

1990 年代初，儘管 UNFCCC《聯合國氣候變化綱要公約》(United Nations Framework Convention on Climate Change)提出控制溫室氣體，但並沒有明確提出碳稅是有效的控制措施之一，也沒有建議各國立即採取碳稅措施。事實上，當時各國對是否採取碳稅措施尚存爭議。當時，在北歐國家政治結構中，綠色政黨強烈要求政府徵收二氧化硫稅和氮氧化物稅，而傳統政黨則傾向於稅收改革，提高就業，於是碳稅成了較為折中的最佳選擇。

碳稅的提出，推動了歐洲的環境稅改革。以此為契機，歐洲各國紛紛開始了以「碳稅——能源稅」為核心的環境稅改革。芬蘭、瑞典和丹麥等國家在歐盟尚未形成統一協調稅制的情況下紛紛進入了碳稅改革階段。到 2003 年，歐洲共有 250 多億歐元的稅收通過稅收循環從碳稅轉移到勞動力稅基上。

2003 年，歐盟提出《重構對能源產品和電力徵稅的歐盟綱要指令》(Council Directive 2003/96/EC of October 2003 restructuring the community framework for the taxation of energy product and electricity)，即「能源稅指令」。能源稅指令提出的目的是：防止由於各國採取不同的碳稅、能源稅措施，扭曲歐盟市場自由競爭；積極促進各國減少化石能源使用，提高能源利用率，減少溫室氣體排放。歐洲一些國家為了提高競爭力，不惜降低能源稅率，但為保持總體稅收水準，不惜提高勞動力的稅負，從而造成稅負的扭曲和稅

制的不公平。能源稅指令也有利於校正稅負扭曲。能源稅指令的核心內容是為歐盟各國使用化石燃料和電力分類制定最低稅率，其中，化石燃料和電力按用途被區分為車用燃料 (motor fuels)、工業或商業用燃料 (fuels used for industrial or commercial purposes) 以及加熱用燃料與電力 (heating fuels and electricity)，同時透過稅收減免鼓勵可再生能源利用。

歐盟的能源稅指令是歐洲環境稅改革的重要成果，也是歐洲碳稅的重要基礎。對化石能源利用設置最低稅率，不僅使歐洲各國碳稅的改革、實施和加強更加順利，也使得碳稅政策作為環境稅改革和重要內容在歐盟層面上被正式確立。

但碳稅和能源稅還是有所差異的。能源稅主要針對能源利用進行課稅，徵收單位通常為能源的利用量或熱值，而碳稅則是針對能源利用導致的 CO₂ 排放量進行課稅。歐洲能源稅指令明確指向化石能源利用，這很大程度上縮小了碳稅與能源稅的差異。

各國對徵收碳稅最大的顧慮是其會影響企業和國家的競爭力，尤其當一國單方面採取碳稅措施時。據推算，徵收碳稅會使能源價格達到原先的 2~3 倍。迄今，徵收碳稅對競爭力的潛在影響依然是學術界和政界爭論的焦點問題。

事實上，許多國家在實施碳稅改革時都是相當謹慎的，多採用逐步推進的方法增加碳稅，同時減低社會保障支出或勞動力稅收，

以降低碳稅對競爭力的影響。稅收中性因而成為碳稅改革的核心原則，碳稅政策的具體措施和稅收轉移方案是關係碳稅成敗的關鍵。

碳稅的效應主要包括價格效應、宣傳效應和財源效應。價格效應主要是降低對高碳能源的需求和提高低碳能源的替代作用，刺激企業採取節能設備；宣傳效應主要是促進國民的生活、工作和消費方式及理念朝低碳化方向變革；財源效應是將碳稅收入用於鼓勵和補貼開發新能源以及推廣先進節能技術等方面。

碳稅對於一國的整體經濟會起到什麼作用依然是個值得爭論的問題。歐洲國家的碳稅實施經驗中，部分企業從中受益部分企業因此受損，然而整體國家經濟水準的變化則各不相同。

(三)是否應對核能發電課能源稅、碳稅

對於核電廠而言，因為不排放 CO₂，因此不應該對其課徵碳稅。至於能源稅，則應予課徵，一部份的原因是基於資源保育，由於核能和其他化石能源都屬可耗竭性資源，為了要把資源留給後代使用，因此核能應該課徵能源稅。但是碳稅則不必對核能課徵，因為碳稅的目的是在促進溫室氣體的減量，與資源保育無關。

二、台灣電業自由化發展現況

(一)電業自由化的緣起

傳統上電力、天然氣、自來水、電信、鐵路等產業由於具有公用性，通常都由政府管制，而電力產業受管制的主要原因，一是電業容易形成自然獨占的情形；二是電力是日常生活、企業活動中不可或缺的，因此不應被私人企業壟斷；三是電力設備的投資費用龐大，電力公司的風險高；四是政府需要確保能源供應安全。

自由化問題一開始受到重視的原因，在於當市場供給者只有一家或少數幾家廠商的時候，廠商十分容易左右價格，因此政府對於公用事業除了管制廠商的進入市場外，對價格亦進行管制。但由於管制的目的、成本以及方法不盡完美正確而產生了諸多缺失與問題，因此便開始了對於管制政策的檢討改革以及最後提出自由化的建議以解決無效率的經營問題。

從實際的例子來看，在電力產業自由化方面，歐美等國自 1990 年代起陸續對電力等公用事業放寬管制進行自由化改革，其自由化的趨勢形成在於：

(1)技術進步：因為技術的進步，分散式電源打進了原本被壟斷的電力市場，其次由於小規模的燃氣發電能與大規模發電技術競爭以及資通訊技術的突破，是電業逐漸走向放寬管制的主要因素之一。

(2)不同能源間的競爭：電力能源的來源，除了傳統的水力、火力、核能、天然氣之外，新的風能、太陽能、氫能以及生質能等等新能源逐漸加入發電的行列，技術亦不斷的創新，加速了電力能源的多樣性，也更促進了電力產業的競爭。

(3)航空、電信與天然氣等公用事業放寬管制與自由化成功後，大眾意識到壟斷發電、輸電、配電會降低電業經營的效率，阻礙其積極發展、降低成本以及提供多樣化服務的動機，而導入競爭才能解決根本的問題。

(4)歐盟、北美與大洋洲等地成功進行了電業自由化改革，結果顯示引進公平競爭可以積極促進效率。此外，福島核災後東京的電力供需吃緊以及電費高於國外的情況，也是日本進一步放寬電業管制，要求電業自由化再改革的理由。

綜合以上國際電業自由化的趨勢緣起，其主要的目的在於提高電力產業的效率，促進競爭以降低電價以及電力服務的多樣化。

而台灣的電業自由化，早在民國 84 年行政院所提出的電業法修正草案中就已納入電業自由化的條文，但各種版本前後在立法院幾進幾出之後，進行電業自由化的電業法修正草案在立法院始終無法過關，此現象顯示了國內各界對於台灣電力產業的自由化缺乏共識並存有極大的爭議外，亦彰顯了政黨輪替傾軋之下立法與行政機關的無效率與無能力進行改革大業。

對一般社會大眾而言，對於供電的要求主要在於其電價的低廉與電力的穩定，由於台灣目前電價比國際便宜許多，電力品質也相當穩定，因此關於電業是否自由化或是台電是否民營化，基本上都不是民眾所關心的議題。除非現在台灣的電力市場因為沒有自由化而造成電力價格偏高或是電力供應不穩，否則一般社會大眾並不會特別關心這個問題。因此，電業自由化對社會大眾而言，主要關心的是要解決民眾對於台電公司長期經營效率低落、虧損，以及電力公司之間有無利益輸送的質疑。

(二)台灣電業自由化的歷程與現況

電業法自民國 84 年來歷經數度波折，至今電業法修正草案已五進五出行政、立法兩院，民國 103 年這次新版，主要為配合當前經濟情勢及產業發展環境鬆綁，與 97 年版最大不同，就是改革台電綜合電業型態，切割發電、輸配電二大部門，要求水力、核能維持公營，電力調度中心成立獨立財團法人，統籌全國電力調度，並成立公法人或機關的獨立電業管制機構(表 3.2)。

此次新版電業法共有 102 條文，大幅鬆綁民間業者進入發電市場門檻，為電業市場走向自由化跨出一大步，顯示台電將先自由化再走向民營化，民國 105 年起就會先切割成五個事業部。

最新電業法修正方向以朝全面開放發電業及售電業之設立；成立電力調度中心統籌執行電力調度；成立電業管制機構獨立行使職

權，其修正要點如下：

- 將電業劃分為發電業、電力網業及售電業，並區分為公用事業及非公用事業二類分別予以管理。
- 中央主管機關成立獨立行使職權之電業管制機構，以推動電業自由化、管理及監督電業經營及確保用戶用電權益。
- 明定電力調度業務由財團法人型態之電力調度中心專責經營，及電業管制機構管理、監督及接管電力調度中心之規定。
- 電力網業之電價及電力網業與電力調度中心各種收費率之計算公式，由電業管制機構訂定及審議。
- 為鼓勵自用發電設備申設，開放團體或自然人均得申請設置，並得銷售一定容量以下之電能予電業。
- 為保障民營電廠之既得權利，仍維持其為公用電業，直至執照期限期滿為止。

這次修法發電業可以自由買賣電力的鬆綁，最先受惠的應是再生能源及汽電共生業者，尤其對扶植再生能源業者發展有不小助益。未來開放發電業申設，受惠也是再生能源發電業者，因為既有 IPP 發電業與台電綁約 25 年，除非與台電解約；新設發電建廠也要 2 年以上的建置期，因此太陽光電及風力發電業者，只要選擇改走電業法規定，可以不必參加再生能源條例饋網電價或競標機制，找好客戶就可賣電，為再生能源業者鬆綁經營發展條件，有助太陽光電及

風力等產業發展。

此外，汽電共生業者應也是初期開放受惠者，例如台塑集團關係企業有不少汽電共生電廠，新電業法鬆綁允許可在集團內部賣電，有助減輕集團用電成本。

總括而言，目前最新電業法版本中電業自由化的做法係採循序漸進方式推動，預計七年內由廠網分工走向廠網分離，主要可分為下列兩個階段：

- 階段一：廠網分工
 - 台電公司切割成三家國營公司，分別為發電公司、輸配電公司及調度公司。
 - 開放發電業申設，但不含核能、大水力。
 - 原有九家 IPPs 仍維持公用電業。
- 階段二：廠網分離
 - 輸配電公司與發電公司不能由同一家控股公司經營。
 - 調度公司得與輸電公司合併經營。
 - 開放售電業，售電業可兼營發電業。
 - 輸配電公司經核准得兼營其他電業。

表 3.2 經濟部規劃電業自由化開放時程

開放時程	開放重點
立即措施	<ol style="list-style-type: none"> 1. 研擬電業法施行細則及相關子法，以落實電業法之執行。 2. 電業換發執照及修正營業規則，以符合法規規定。 (§§97-99) 3. 不適用民營公用事業監督條例有關電力及其他電氣事業之規定。 (§101)
短程措施 (電業法通過後 2 年內)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 開放售電業、發電業，全面開放民間參與；電力網業為獨佔國營。 (§3、§7、§§58-60、§64) 2. 由中央主管機關成立「電業管制機構」，負責電業及電力市場之監管、電力調度之監管、用戶用電權益監管、電價與各種收費費率及其計算公式之核定與管理；電業管制機構未成立前，其職掌由中央主管機關執行之。 (§4) 3. 由電業管制機構輔導成立財團法人型態之「電力調度中心」；電力調度中心未成立前，由電業管制機構指定電力網業負責電力調度業務，以維護電力系統安全。 (§§8-17) 4. 設立「核能後端營運基金」，作為放射性廢棄物處理、運送、貯存、最終處置及設施除役等相關工作所需費用。 (§94) 5. 用戶之購電選擇權，其適用範圍與期程由電業管制機構定之。 (§58) 6. 成立電力研究試驗所，進行電力技術規範研究及電力設備測試，以提高電力系統可靠度及供電安全。 (§95) 7. 電業間依企業併購法進行併購者，應檢具併購計畫書向電業管制機構申請核發同意文件。 (§30)
中長程措施 (電業法通過後 2 年以上)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 發電業與電力網業於電業法通過三年後必須為不同法人且不得交叉持股，最多可延展至七年。 (§7) 2. 電力網業經核准可兼營其他電業，以及兼營電業以外之其他事業。 (§7) 3. 檢討全面開放用戶購電選擇權，以擴大參與電力市場之用戶範圍。 4. 辦理電力工程之技術人員專案技能檢定，保障現有員工權益。

資料來源:本研究整理。

在台電的因應策略方面，為了因應新版本的電業法，台電自民國 102 年底即啟動內部組織變革的兩階段工程，首階段為立即推動

「廠網分工」，將全國 20 幾座電廠成本各自獨立與會計分離。「廠網分工」將有 17 項成本切割分工，基本原則就是把廠區內的建設投資與輸配電網路分開，明確界定各自的範圍。

第二階段將於民國 105 年推動，台電將轉型成四大事業部，分別是「水火力事業部」、「核能事業部」、「供輸電事業部」與「配售電事業部」。待電業法通過後，就可以將前端的發電事業部門直接民營化自負盈虧。

(三)台灣電業自由化的最新發展

行政院江院長於本(103)年 11 月初指出，關於經濟部版切割發電、輸配電及售電三大部門的電業自由化方向涉及電業市場重大改革，茲事體大，要求經濟部重新檢討，採取漸進式推動，並指示台電從成立事業部，提升經營效率機制優先處理。江院長並認為，各國推動電業自由化對價影響如何未定，關於台灣推動電業自由化目的為何？依能源局規劃能否達既定目的？指示經濟部全盤審慎評估，以降低可能的衝擊，並要求電業自由化應分階段演進，重新檢視電業法內容後，再續審有關法案。

三、台灣碳稅能源稅之推動與規劃

(一)能源稅推動現況

能源稅指的是針對各類形式的能源產品所課徵的稅，由於化石燃料為 CO₂ 排放的主要來源，因此能源稅通常是針對化石燃料來課徵。目前能源稅為各國政府用來減少能源使用量所採取的手段之一，而近年來由於溫室氣體造成全球暖化現象，能源稅更是各國做為溫室氣體減量的政策工具。這是由於能源稅的課徵能使「能源使用外部成本的內部化」，讓使用能源者的購買行為可以反映所有相關成本。

能源稅條例的討論在民國 96 年曾進入行政院討論，並完成政務審查，以每公升汽油課 1 元，柴油 0.8 元，分 10 年課徵，但全案並未送入行政院會通過，之後政黨輪替即退回財政部研議。財政部在民國 98 年舉行賦改會時，並未對能源稅額作出任何共識結論，僅表示以非稅措施優先推動節能減碳措施。

至民國 101 年 11 月財政部召開能源稅座談會，並於該年底提出方案，102 年初草案出爐。至今行政院已核准調整能源稅規劃期程，預計至 103 年 12 月 31 日以前完成規劃草案，並報院審議，但由於經濟低迷、物價高漲、加上 103 年有七合一地方選舉，等大環境的因素，使得能源稅之開徵極有可能會再延後。財政部認為，能源稅制為節能減碳工具之一，需配合我國節能減碳政策作整體規劃，課徵能源稅將影響國內油電價格、物價與經濟，因此規劃時必須通盤

考量對我整體經濟、產業、環境之影響，兼顧產業競爭力及經濟發展。因此，在溫室氣體減量法完成立法前，將先依空氣污染防治法進行電力業溫室氣體排放標準研訂及溫室氣體空污費徵收研析。

換言之，目前政府對於能源稅的開徵前原則為：一、不會在經濟低迷時實施。二、不會在物價高漲實施；三、既使實施實施幅度不大；四、經濟成長率沒有連 2 季達到 3.5% 時，不推能源稅。此及能源稅開徵與否的「四不」原則。

但事實上，我國雖無能源稅之名，但實際上早有能源稅之實，各種稅費課徵有十幾項，例如汽燃費隨車徵收，未來朝隨油徵收改進，還有石油基金、水污費、空污費等，這方面一年的稅費，就有 1,700 億到 1,800 億元，對產業與環保自然影響重大。

台灣目前的能源相關稅賦可分為下列幾大類：

(1)關稅：依個別能源進出口時課徵從價稅。

(2)一般消費稅：針對能源及其產品課徵增值營業稅，目前稅率為 5%。

(3)特別消費稅：包括空氣汙染防制費、貨物稅、汽車燃料使用費、能源發展基金、商港建設捐、電源開發捐助地方基金等。

目前能源稅賦種類相當多(表 3.3)，如果新增碳稅將會對各產業造成衝擊。因此專家學者認為課徵碳稅，應在不影響總稅賦之下，相應地調整能源稅之稅率。

表 3.3 主要能源相關稅(費)率

	關稅 (第三欄)	商港建設捐	貨物稅 (元/公升)	空汙費 (元/公升)	VAT
原油	15%	0.5%	0		5.0%
燃料油	5%	0.5%	0.11	0.1	5.0%
煤油	15%	0.5%	4.25		5.0%
航空燃油	15%	0.5%	0.61		5.0%
液化石油氣	7.5%	0.5%	0.69		5.0%
汽油	15%	0.5%	6.83	0.03~0.19	5.0%
柴油	15%	0.5%	3.99	0.03~0.20	5.0%
天然氣	7.5%	0.5%	-		5.0%
液化天然氣	7.5%	0.0%	0		
煤炭	0	0.5%	0		5.0%
溶劑油	0.0%	0.5%	0.72		
電力	0	0.5%	0		5.0%

資料來源:財政部賦稅署、能源統計年報，本研究整理。

(二)能源稅政策的優劣探討

一般而言，政府的環境政策大抵可分類為(1)直接管制、(2)課稅、(3)總量管制排放交易。若就「是否達成環境目標」與「是否為成本有效」兩標準來審視，傳統的直接管制排放量可直接達到環境目標，但因各廠商減量成本不同，無法顧及成本有效。因此：

1. 能源稅不易掌握環境目標：

課徵能源稅的確是成本有效的方法，但因達成總量管制目標的最適稅率無法事前確知，稅率需要透過多次調整(trial and error)，稅率太低無法有效減量，稅率太高會影響廠商生產活動，課稅一般來說亦不受產業界歡迎。反觀總量管制排放交易，因有總量管制，所以可達到環境目標，因有排放交易，所以為成本有效的方

法，此舉亦可對廠商減量產生足夠的正向誘因。

2. 碳稅之環境意涵具體：

以環境的眼光而言，能源稅不如碳稅，碳稅依能源「碳含量」為基準課徵，更能帶來具體環境成效。而目前立法院版能源稅之稅率結構與各能源之碳排放量呈現不一致的狀況，若仔細比較日前立法院所討論之能源稅版本，煤炭的排放係數高，但稅率增幅低，若產業之能源使用存在替代性，稅率調幅愈大，業者使用意願相對較低，其結果反而造成鼓勵煤炭使用，無法達到抑制溫室氣體排放目標。

3. 稅率擬定應考慮碳排放情況：

從負擔的觀點而言，若能依據碳排放係數，給予不同費率思考，將更有效推動溫室氣體減量，並達到環境與經濟雙贏結果。因此若課徵能源稅應依能源「含碳量」為基準課徵。此外，課徵以「含碳量」為基準之能源稅，亦可與未來的碳排放交易及溫室氣體總量管制接軌。

4. 政策工具宜考量企業型態：

為抑制環境破壞，在歐美國家偏好對廠商課稅，以建立產業的環保意識，並提供環保可用基金協助等措施，但亞洲國家則喜好減免優惠、低利融資等各種補助措施。造成此種不同偏好的主要理由為產業發展扶植政策與政商政治權力連結的不同，歐美民

主政治國家大部分產業發展政策強調基礎設施的充分與公平提供以及稅制的公平普遍性產業在面對公平課稅壓力下，可自由進出國界較不影響其市場競爭力，亦不影響其政府窘困的財政稅收，而由於目前我國產業發展政策係以發展出口型態產業為主，課徵碳稅會影響其國際競爭力以及政治獻金或選票上的供給，故執政者往往考量廠商之承受力，甚至給予豁免或補貼的特權。因此，我國在課徵碳稅(能源稅)前，往往考量各國產業型態之差異性以及政治選票上的利得。

(三)近年國際上實施碳稅國家之概況

歐洲可說是最早實施碳稅的地區，特別是北歐國家，自 1990 年以來，包括芬蘭、丹麥、挪威、瑞典、德國、荷蘭陸續實施碳稅，其中芬蘭更是全球第一個實施碳稅的國家。在亞洲，則以日本在碳稅的研究與實施最早開始。而近兩年來一些主要的大經濟體亦開始實施碳稅，以下即針對這些國家的碳稅實施概況作一說明。

1. 澳洲

澳洲於 2011 年 11 月通過《清淨能源未來》(Clean Energy Future) 法案，結束了超過 10 年的立法爭議，通過歷史性的立法，自 2012 年 7 月起開徵排碳稅，使澳洲成為繼歐盟之後開徵排碳稅的第二大經濟體，並將於 2015 年度起改為實施碳交易制度，澳洲政府預

期新法案將創造 130 億澳元資金發展清淨能源。但在新的自由黨阿八特黨魁政權輪替下，此制度可能遭到廢除。

澳洲徵收排碳稅，通過的 18 項法案範圍涵蓋全國 60% 排碳量，但不包括農業及林業。澳洲政府希望透過立法降低國內隨礦業興盛而高漲的排碳量，同時也降低對火力發電的依賴度。

根據新法案，澳洲將自 2012 年 7 月起針對 500 大排碳業者開徵每公噸 23 澳元的碳稅，此後兩年依序調漲至每公噸 24.15 澳元及 25.40 澳元。

新法案增加的稅收不僅能讓國內 90% 的勞工享有減稅，還能創造 130 億資金投入發展大型太陽能發電廠、地熱等清淨能源。然而，技術成熟且價格相對低廉的風力發電與家用太陽能發電恐怕無法受惠。

2. 中國大陸

中國官方於 2013 年在 13 個省市開始徵收碳稅，初期將針對石油、天然氣和煤炭等排碳大戶，每噸徵收 30~40 元人民幣。預估初期會先影響石化大廠，之後若進一步擴大徵收範圍，包括石化下游的紡織、塑料、玩具，以及鋼鐵、水泥等，都將受到波及。

首批低碳試點地區的 13 個省市，分別是廣東省、遼寧省、湖北省、雲南省、陝西省、天津市、重慶市、深圳市、廈門市、杭州市、南昌市、貴陽市、保定市。

3.南韓

1990 年到 2007 年間，南韓溫室氣體排放量增加 1 倍，比澳洲的近 6 億噸還高。若以人均溫室氣體排放量來看，則與部分歐洲國家相當。為抑制碳排放減少污染，除研議徵收排碳稅外，南韓於 2012 年 5 月 2 日，通過 2015 年開始實施碳排放交易制度之法案，該法案規定凡每年排放超過 12.5 萬公噸的公司或 2.5 萬公噸之工作場所均須進行溫室氣體之排放減量，初期政府會提供 95% 以上的免費排放配額給這些公司或場所。另外，隨法案的通過，南韓政府將以 6 個月時間訂定運作之細節。儘管在推動碳排放交易制度的立法過程，一直受到該國產業界之反對，但南韓政府環視國際能源環境的動向和產業未來之競爭力後，認為推動綠色成長(Green Growth)計畫是成為全球綠能大國之必經歷程，並期望透過總量管制與排放交易(cap and trade)的實施，以確保南韓在 2020 年能達成溫室氣體減量 30% (BAU)之目標。

四、碳稅或能源稅之推動評估

(一)實施碳稅的法制規劃

實施碳稅制度，面臨的第一個問題，就是如何建立法律地位，揭示政府處理溫室氣體效應問題的立場與原則，以及可行的政策工具，使民眾可以遵循。換言之，即是如何將碳稅制度予以法制化，使之成為可行的制度。

基本上，有關溫室氣體碳排放方面的法制結構設計，應注意一些重點：

(1)溫室氣體減量對人民基本權利的影響應明確化，又涉及產業衝擊和國際間的互動，因此不能單獨依賴政策綱領模式或行政命令模式，必須採取「法律規範模式」。

(2)我國目前與溫室氣體排放管制有些關連的基本規範，主要為空氣污染防治法、環境影響評估法和能源管理法(見表 3.4)。但是從法律的管制目的，管制對象來看，與溫室氣體管制仍然不甚符合，因為缺乏內在結構的一致性與完整性，而且修法模式會涉及修正哪些法令的不確定感，「修改現行法」的模式，似乎並不可行，因此宜採「制訂專法模式」。

(3)可行方案:可以「溫室氣體排放法」為母法，定位為「公約」性質的法制，據以明訂「管制工具」的主要內容，包括溫室氣體減量分配標準、排放權交易制度、經濟誘因工具(如碳稅或能源稅)、

減量獎勵措施等，以及平衡機制，包括補償或輔導機制、經濟誘因工具收入的處理方式(專款專用或減免其他稅負)等實質內容。

(4)詳細稅費內容，可配合稅制分別納入相關稅法中，以符合「租稅法定主義」。至於應否另立稅目，例如制訂「碳稅法(或條例)」則仍須進一步商議。蓋因我國目前能源相關的租稅項目繁多，如果僅針對CO₂排放減量目的而另立稅目，恐怕容易引起「加稅」的疑慮。比較簡單易行的方式，就是在相關的間接稅法規中，以附加稅的方式課徵。如果放在「營業稅法」中，雖然在出口退稅方面比較容易處理，可以減輕對出口產業的衝擊，但一方面因為目前營業稅採加值型部分都是單一稅率(5%)，比較難以配合碳稅的最適稅率制訂，而且基於後述的「從量課稅」理由，以加值型營業稅方式徵收，即使有必要採行「差別稅率」，也會因為進銷項稅額計算的技術問題，而無法採行，導致碳稅的效果不彰問題。因此，"在「貨物稅條例」中針對既有的化石燃料依據個別項目的「含碳量」課徵屬於碳稅性質的「貨物稅」，應當比較可行，比較不會發生制度轉換的困難。由於煤目前並非貨物稅的課徵對象，而煤是化石燃料中含碳量最高的一種，因此尚須在油氣類之外，再加上「煤」此一課稅項目。

表 3.4 溫室氣體排放相關法規

管制法規	目的	管制對象	管制 CO ₂ 之盲點
空氣汙染防制法	為防制空氣汙染，維護國民健康、生活環境，以提高生活品質，特制定本法。(第 1 條)	空氣中足以直接或間接妨害國民健康或生活環境之物質。(第 2 條第 1 款)	所有汙染處裡單元之目的，皆要求原汙染物反應生成 CO ₂ 及水，若以空污法管制將有違管制邏輯。
環境影響評估	為預防及減輕開發行為對環境造成不良影響，藉以達成環境保護之目的，特制定本法。(第 1 條)	開發行為或政府政策對環境包括生活環境、自然環境、社會環境及經濟、文化、生態等可能影響之程度及範圍，事前以科學、客觀、綜合之調查、預測、分析及評定，提出環境管理計畫，並公開說明及審查。(第 4 條第 2 款)	僅規範新增開發案之妥適性，並無法規範既成排放源。
能源管理法	為加強管理能源，促進能源合理及有效使用，特制定本法。(第 1 條)	一、石油及其產品。 二、煤炭及其產品。 三、天然氣。 四、核子燃料。 五、電能。 六、其他經中央主管機關指定為能源者。	僅規範能源，並無法管制溫室氣體排放行為。

資料來源：柳中明，氣候變遷綱要公約發展趨勢及因應策略：抑制溫室氣體排放之戰略思考，全國能源會議資料，1998 年 5 月。本研究整理。

(二) 碳稅制度的內容規劃

1. 稅基的制訂

碳稅的課徵對象，基本上是以燃燒會排放二氧化碳的化石燃料為主。而稅率基本上是以 CO₂ 排放量和含碳量高低成正比的關係決定，也就是以各種能源的含碳量多寡來決定稅額，高含碳量的煤碳

稅額越高，石油次之，天然氣則因含碳量最低而課稅最少，至於生質能源或核能、水力等低碳或無碳能源則予以輕課或免課。但是稅基選定之後，究竟應在哪一階段或時點徵收，宜從稅制和稅政觀點考量。

(1)對投入課稅

設定不同的碳稅稅基會產生不同的減量效果。例如課稅對象可以設定為燃料本身，也可以定位為下游或衍生性的燃料產品，也可以不依照燃料的含碳成分，例如對汽油的能源成分課稅也是一種方式。但是可以確定的是，對於減量的效果方面必然較小。也就是說，汽油稅對於 CO₂ 減量的效果，一定不如碳稅。對電力的產出課稅，一定不如對投入的燃料課稅更有效率，因為前者不會對投入燃料的選擇產生干擾，而只會透過減少對電力的需求來達到 CO₂ 的目標，但是後者可以促使廠商使用低含碳量的能源燃料，也會對電力的需求產生影響，所以效果較大。

此外，就投入面課徵而言，納稅人的數目比較少，因為可以對供應商課徵；而對產出面課徵，則不但納稅人數增加，而且如何換算成排碳量，比較沒有直接關連，碳稅稅率的制訂比較缺乏客觀標準。因此，無論是從效率觀點或行政方便觀點來看，從投入面課徵比較可行。

(2)對生產面課徵

對生產面課徵，等於是對廠商直接徵收;對消費面課徵，則等於是在零售階段，直接對消費者徵收。事實上，從租稅的轉嫁與歸宿觀點來看，租稅的最後負擔者是由市場上的供需彈性所決定，因此，對生產者或消費者課徵，在完全競爭的市場下都不會影響轉嫁與歸宿的結果，可是在壟斷與寡佔的市場型態下就有很大的差別。

就租稅行政的成本而言，直接對生產者課稅的好處，就是納稅人數可以集中在比較少數廠商上，尤其在台灣，由於缺乏自主能源，化石燃料百分之九十以上是仰賴進口，因此在化石燃料的進口和生產階段課徵，幾乎已經掌握所有的來源。直接在進口階段，由財政部所屬的海關負責徵收，不但可以節省人力，行政上也簡便許多。總比依照為數眾多的消費者個別的消费量徵收可以節省相當可觀的稽徵成本，而且用途別關係到 CO₂ 的排放量高低，因此在認定上常會產生行為上的變化，而加上其他考量，例如對農業用途的減免，往往成為租稅逃漏和減量效果上的漏洞，非常不符合成本有效原則。但是在生產或進口階段徵收，比較不能對弱勢團體(碳稅的所得分配面影響，通常對低所得者不利)的問題直接有所回應，也是值得重視的問題。北歐國家雖然也有對消費者課徵的情形，但是造成稅制的複雜，稅收與行政成本都很高，是否符合成本效益恐怕值得商榷。因此，為了簡化稅制，提高稅政上的方便性，我國的碳稅未來可以直接對本國生產者和進口商直接先予課徵。

(3)國產品與進口品平等待遇

無論是在那個階段徵收碳稅，基本上對於國產品和進口品都應給予平等待遇，以符合國民待遇原則，早已是 WTO 的規範。至於國產品和進口品的課稅基礎，也就是應稅價格是否立足於公平地位，在碳稅方面應當不是太大的問題，因為碳稅主要是從量課稅：依照化石燃料的含碳量徵收，則不同品質、種類的化石燃料的稅基都明確一致，並不會發生過去有關進口品和國產品「完稅價格」差異的問題。

2.稅率

(1)碳稅稅率的相關研究

從相關的碳稅稅率研究來看，Manne and Richels (1991)認為最適碳稅的設定目標是為了使二氧化碳的排放量在可預見的將來能控制在一定數量上。但這僅限於對排放數量的控制，沒有對環境所造成的損害進行成本估計。Lawrence (1992)認為事實上，環境損害的程度取決於所排放的二氧化碳的數量而不是價值，因此他們認為碳稅應該透過從量課徵而不是從價課徵。Poterba (1993)進一步指出在最適環境裡，最優的皮古稅應當與單位化石能源排放的二氧化碳成比例關係，即單位能源排放的二氧化碳越多，應徵的皮古稅應該越高。

(2)從價課稅或從量課稅

基本上，碳稅的徵收是透過價格機能，有效減少 CO₂ 的排放量，

也就是「以價制量」，和排放權交易制度屬於「以量制價」的方式不同。雖然碳稅是以價制量，但作法上卻應針對化石燃料的含碳量做為課稅基準，因為含碳量越高的能源越可能排放較高的二氧化碳，因此碳稅的稅負也應和含碳量呈正比。只要在技術上確定個別能源的含碳量，在既定的 CO₂ 減量目標下，即可推算出每單位含碳量應納的碳稅額，也就是每單位碳量的稅率。

因此，合理的稅率計算方式，應是以「從量課稅」為主，根據每單位含碳量徵收，而非「從價課稅」，依據能源價格高低作為稅率制訂的標準。目前我國貨物稅對油氣類徵收的稅率，也是以「從量徵收」為基礎。

從價徵收或從量徵收各有其先天的利弊得失。就碳稅而言，由於計算稅率是比較專業的問題，如果採用從價課稅，則容易受到能源價格變動的影響，導致稅收的不穩定和波動，也會增加計算上的困難，提高行政成本；如採用從量課稅，則課徵單位不必擔心能源價格變化的問題，執行上比較簡單。但是相對的，從量課稅可能無法配合物價或能源價格的變動調整，在物價波動劇烈時期，可能使得實質稅負無法同步調整，即會減少減量的效果。因此，從量課稅仍須配合物價波動情形，設計一套連動機制，使實質稅負能夠發揮「以價制量」的效果。

基於以上討論，未來實施碳稅時，各項化石燃料的課徵方式，

可以分成幾項討論：

1) 油氣產品：由於油氣類產品的規格一致，品質差異不大，生產或使用後所造成的社會外部成本都和使用量的多寡有關，與產品價格的高低比較沒有直接關係，而且從量課徵比較有利於物價水準與稅收來源的穩定，因此油氣產品採從量課徵方式極為適宜。

2) 電力與核燃料：品質幾完全相同，但是基於投入品已在進口或生產階段課徵碳稅，電力本身並未排放 CO₂，即無須列為碳稅課徵對象。

3) 煤炭：煤是各項化石燃料中，含碳量最高的一種，也是碳稅為實現溫室氣體減量最主要的對象，因此在課徵方式上必須特別注意。美國及已實施碳稅的北歐國家，卻對煤予以減稅或免稅方式特別處理，的確值得商榷。由於煤的品質參差不齊，容易受熱值、含硫量、含碳量的影響。加上煤炭的售價也和品質的差異程度成正比的關係，因此原則上，煤炭之課稅方式比較適合採行「從價課稅」。但是基於行政成本和環保要求，可以鼓勵廠商進口品質較高之優良煤，以命令管制方式禁止含碳量偏高的煤炭進口，使煤的品質自動提升，再配合「從量課稅」的方式，雙管齊下對於排放減量的效果比較顯著。

(3) 單一稅率或差別稅率

碳稅的課徵，如果在稅基方面可以區分含碳量的高低，依照單

一的每噸碳稅率(從量徵收)徵收，其實即已達到差別課稅的目的，透過消費者價格的上升，產生能源/燃料替代的效果，原則上即無需要再針對能源的其他特性訂定差別稅率課稅。

但是，基於產業結構和總體經濟因為碳稅受到的衝擊，已實施碳稅的國家也採取了一些權宜的作法，但是主要的特徵仍是在稅基上予以差別待遇方式處理，以差別稅率方式處理的情形並不多見。例如只有丹麥和挪威將工業部門的碳稅稅率定得比最終需求部門要低。這是因為在課稅對象的選擇上，已經有工業用與家庭用的差別。理論基礎則是認為對最終消費者的需求抑制，比對產業的供給面抑制更有助於溫室氣體排放的減量效果，而對國內最終消費者容易確認，對產業課徵的轉嫁情形，則比較難以掌握，如果產品外銷，則或影響廠商的出口競爭力。因此，此種權宜措施，是基於「產業競爭力」重於「所得分配」的考量，也就是以維持產業競爭力為首要考量，卻對所得分配造成不利的影響。

由此可見，差別稅率即使可以實現一個政策目標，卻也會對其他的目標產生抵觸或衝突的情形。淨的結果對社會究竟是得或是失，仍然有待觀察。何況差別稅率又增加了稅制的複雜程度，稅政上也必須承擔更高的行政成本。只要稅基能夠反映 CO₂ 排放的社會成本，在我國實在沒有必要制訂差別稅率。

(4)外國的經驗

某一國家或地區在設計碳稅稅率時，需要考慮的因素很多，如，溫室氣體排放構成、減排目標、能源構成、碳稅目標定位等。加拿大魁北克省在碳稅稅率設計時所考慮的因素如下：(1)設置依據。碳稅稅率設計是先對排放一噸 CO₂ 當量的溫室氣體設定一個統一稅率標準，然後根據各種化石燃料燃燒所釋放的溫室氣體量而確定出其應適用的具體稅率。(2)設置標準。在 2007 年碳稅徵收之初，魁北克省碳稅的稅率為每排放一噸 CO₂ 當量的溫室氣體 3.5 加元。參照該標準，並依據各種應課稅之化石燃料燃燒過程中釋放的溫室氣體量的多少，確定了各自應適用的稅率。例如，在 2007 年，汽油、柴油、輕型燃料油和丙烷的稅率分別為每升 0.8 加分、0.9 加分、0.96 加分、0.5 加分。(3)修訂依據。魁北克省每年都會修訂碳稅稅率。該省開徵碳稅的目的是為綠色基金籌集到每年 2 億加元的新資金，在其納稅義務人範疇特定的情況下，僅需依據每年省內化石燃料銷售量修訂其碳稅稅率即可。

3.主管與課徵機關

碳稅的課徵和溫室氣體效應有密切的關係，但是能源技術上或溫室效應決策上的主管機關和課徵碳稅的主管機關，可以不同。碳稅制度在既有的國際情勢和產業結構下，和其他稅制或環境稅的考量可能也有差異，因此，碳稅的主管機關應有特殊的考量。

(1)財政、能源或環保單位

碳稅必須考量國際互動以及對產業的衝擊(雙重紅利)，並非單純的環保或能源政策問題，必須從財政角度思考與現有稅制之間的關係，以及租稅替代的可能性。多數國家的環境稅都是由財政單位課徵，我國也應將財政權歸屬先確定為財政部，才有可能針對既有的環境稅或能源稅制做一全盤考量，包括對稅收回饋(如降低所得稅)的具體內容在體制內同時檢討。若是由環保單位或能源主管機關負責徵收，則必然造成稅收回饋方面的執行與協調困難。例如，我國目前空汙費的徵收是由環保署負責，財政部將此環境稅認為是「規費」性質，因此對於財政收入的影響以及專款專用的妥當性都無法直接參與，而置身事外。事實上，單純以「稅」、「費」名稱上的差異作為業務區分的基礎標準是不正確的想法，因為過去許多稅費除了與環境政策、能源政策有關之外，也有兼財政收入目的，關係到整體財政與租稅制度，應當全盤納入考量。

(2)中央或地方政府

溫室效應就時間而言，是過去累積的問題；就空間而言，本來就是跨越國家領域的全球性議題，而非單一國家的內部問題，更不是一國之內地區性的問題，因此在處理溫室效應方面的政府層級，應是全球層級至少也必須是國家層級。

其次，CO₂ 的排放和一般的空氣污染也有差異，後者是隨著地形、風向或是污染源分配的狀況而對不同地方有不同程度的影響，

因此對空氣污染源課徵空汙費的作法必須因地制宜，由地方政府徵收也有理論基礎。但是碳稅作為減少 CO₂ 排放量的經濟誘因工具，涉及國家體制之間的談判、協調，本來就不適合地方政府負責執行。而且從實務上來看，如果選擇在上游階段(進口或生產)由地方政府課徵碳稅，則納稅人極可能集中於某一階段、區域(如發電業)，必然造成地方財政的失衡。

因此，無論從客觀條件或主觀禮由來看，碳稅的課稅主體應定位為中央政府，尤其在幅員狹小的台灣，更是如此。

4.免稅項目

已課徵碳稅的國家，對於做為原料使用的化石能源，國際運輸的海空運燃料，以及出口品，常常給予免稅優惠。有時也對電力事業或特殊產業(尤其是能源密集產業或出口密集產業)給予特殊的減免措施。例如，挪威對於煤炭，丹麥對於汽油都予以免稅。前者是因為國內水泥業的強烈反對而予以免稅，丹麥則是因為政府基於照顧民生運輸所需的汽油，給予免稅。

由於在開放經濟體系下，單方面課徵碳稅往往對率先開徵的國家產業競爭力產生不利的影響，尤其是能源密集或是出口密集產業的生產與就業，會受到很大的衝擊。因此擬議開徵碳稅的國家，對於是否片面開徵碳稅常常保持遲疑的態度，例如歐盟雖然已有碳稅的擬議方案，但基於政治和產業的壓力，也附加了「條件式條款」，

必須以美國、日本實施為要件。而已課徵碳稅的國家，也在壓力之下，必須在環境保護和產業競爭方面作一些妥協，對出口或能源密集產業給予租稅減免的優惠或差別待遇。例如瑞典對能源密集產業的碳稅額度超過產品銷售額的 1.7% 部分予以免稅，丹麥和挪威對有些部門(例如海空運業)甚至給予免稅待遇。而德國擬議課徵的碳稅方案，也計畫對於能源成本佔總產值 3.75% 以及出口比重超過 15% 以上的產業部門(如化學產品、陶瓷、玻璃、鋼鐵、紙品等七個工業部門)給以免稅。

單純的考量產業競爭力，來做為租稅減免的依據，普遍的忽略了租稅減免也會造成「經濟效率損失」的問題。因為此種妥協往往造成很大的代價:由於稅基變得更狹窄，使得租稅的超額負擔變得更大。例如 Bohringer(1997)針對德國虛擬課徵碳稅並給予上述部門減稅的情況所做的模擬分析，在維持稅收中性的假設下，即證實此種結果，亦即單一稅率的福利成本遠低於差別課稅或免稅待遇的情形。事實上，即使免稅部門占總體產值和排放量的比重不大，福利損失還是很可觀;而免稅的福利成本會隨著減量目標水準，免稅部門占總體經濟的比例以及排放量所佔的比例而增加。

因此免稅雖然雖然有助於保住既得利益者工作機會，但成本卻很昂貴，可見單純的免稅作法可能反而得不償失。事實上，和此種部門別差別待遇的政策相比，還有更好的政策工具可供選擇，亦即

若課徵單一碳稅稅率加上工資補貼，也可以實現相同的 CO₂ 排放水準，卻在就業方面可以節省相當的社會成本。

事實上，有些文獻認為碳稅對產業的影響未必是全部負面的。例如，Bergmann(1995)認為碳稅是一種「無悔策略」，因為除了環境效益之外，能源稅可以改善貿易條件。Aasness, ByeandMysen(1996)對挪威碳稅的福利效果，以一般均衡模型分析，發現課徵碳稅的結果，除了降低 GDP 的負面影響之外，仍能提高實質的可支配所得、私人消費和效用水準。主要就是因為透過對出口產品也課徵了碳稅，使得外國消費者也負擔了碳稅，因而改善了貿易條件。但是就所得分配的觀點來看，低所得階層受到相對不利的影響，因為較富有的家庭消費佔所得比例較低，而這些消費品排放 CO₂ 的程度又較高。換言之，碳稅的負面衝擊並非單純的不利影響，但在所得分配方面要注意對低所得家庭的影響。

因此，課徵碳稅雖然對於產業(尤其是能源密集或出口比重高的產業)會產生相當的衝擊，但是也要考量稅基變窄後的效率損失與所得分配不公平問題，因此不宜對於能源密集或出口比重高的產業予以租稅減免的優惠，而可以考慮在維持單一稅率的前提下，將碳稅收入的一部份，用來減輕企業在勞保方面或其他社會保險方面的保費負擔。將此種「收入回填」的方式納入稅制內，可以減輕對企業的衝擊，而不會對 CO₂ 的減量目標有所抵銷。

而對於低所得者在所得分配方面可能受到不利影響的對策方面，由於我國碳稅的徵收選擇在化石燃料的進口與生產階段徵收，因此無法特別針對低所得者的化石燃料消費給予碳稅的減免或其他差別待遇，但是仍可透過直接稅的降低，例如在個人所得稅方面以提高免稅額的方式，或是給予一定金額的補助，則不但可以維持碳稅稅制的簡單與完整性，卻又能減少對低所得者的不利影響。

此外，如果先制訂免稅項目，則可能導致造假的情事，使得稽徵機關必須耗費人力物力於查稽上面，增加許多行政成本。比較務實的作法，還不如先按正常程序課稅，再由具有免稅資格的業者提出使用證明，再辦理退稅，可以在稅政上減輕政府的負擔，也比較能夠防杜造假情事。

至於有些對環境有利的能源，例如生質能源，由於我國目前在此方面的使用微不足道，除了應當以其他方式獎勵此種能源的開發計數與使用之外，生質能源或再生能源對於溫室氣體的負面影響非常的小，因此基於行政成本最小的考量，對這些能源課徵碳稅的收入，可能尚不及行政成本，因此可以在相關稅法(貨物稅條例)中，明示暫時為免稅項目，用以鼓勵各界採用環境有利的能源。在初期稅率不會太高的情形下，其他基於所得分配或產業衝擊觀點考量的免稅項目，應當予以控制，最好是不要設定。

五、本章小結

國際上電業自由化的理由，主要目的在於提高電力產業的效率，促進競爭以降低電價以及電力服務的多樣化。但我國電業自由化目前主要是基於要解決民眾對於台電公司長期經營效率低落、虧損的質疑。對於電業法的提出，自民國 84 年來歷經數度波折，至今電業法修正草案已五進五出行政、立法兩院，民國 103 年的最新版本，主要為配合當前經濟情勢及產業發展環境鬆綁，與 97 年版最大不同，就是以進行改革台電綜合電業型態之名，切割發電、輸配電二大部門，要求水力、核能維持公營，電力調度中心成立獨立財團法人，統籌全國電力調度，並成立公法人或機關的獨立電價管制機構。為了因應新版本的電業法，台電自民國 102 年底即啟動內部組織變革的兩階段工程，首階段為立即推動「廠網分工」，第二階段將於民國 105 年推動，台電將轉型成四大事業部，分別是「水火力事業部」、「核能事業部」、「供輸電事業部」與「配售電事業部」。

關於能源稅與碳稅，我國雖無能源稅之名，但實際上早有能源稅之實，各種稅費課徵有十幾項，但由於能源稅不易掌握環境目標，碳稅之環境意涵較為具體，因此依據碳排放係數，給予不同費率思考，肯定更能有效推動溫室氣體減量。

至於有關碳稅制度的內容規劃，在稅基方面，碳稅的課徵對象，基本上是以燃燒會排放二氧化碳的化石燃料為主。而稅率基本上是

以 CO₂ 排放量和含碳量高低成正比的關係決定，也就是以各種能源的含碳量多寡來決定稅額，高含碳量的煤碳稅額越高，石油次之，天然氣則因含碳量最低而課稅最少，至於生質能源或核能、水力等低碳或無碳能源則予以輕課或暫時不予課徵。

在課稅對象上，就投入面課徵而言，由於納稅人的數目比較少，因為可以對生產或供應商課徵。就租稅行政的成本而言，直接對生產者課稅的好處，就是納稅人數可以集中在比較少數廠商上。另外，無論是在那個階段徵收碳稅，基本上對於國產品和進口品都應給予平等待遇，以符合國民待遇原則，早已是 WTO 的規範，可是卻容易遭受到出口國的貿易報復而有不利的後果。

在稅率差別的選擇上，差別稅率雖然可以實現某一個政策目標，卻也會對其他的目標產生抵觸或衝突的扭曲情形，根據每單位含碳量徵收，依照單一的每噸碳稅率(從量徵收)徵收，是達成公平與效率的必要手段。

至於主管課徵單位，由於碳稅必須考量國際互動以及對產業的衝擊(雙重紅利)，並非單純的環保或能源政策問題，必須從財政角度思考與現有稅制之間的關係，以及租稅替代的可能性，且多數國家的環境稅都是由財政單位課徵，碳稅的課稅主體應定位為中央政府財政部。

在免稅項目上，課徵碳稅雖然對於產業(尤其是能源密集或出口

比重高的產業)會產生相當的衝擊，但是也要考量稅基變窄後的效率損失所得分配公平問題，因此不宜對於能源密集或出口比重高的產業予以租稅減免的優惠，而可以考慮在維持單一稅率的前提下，將碳稅收入的一部份，用來減輕企業在勞保方面或其他社會保險方面的保費負擔。

肆、我國電業經營及即時電力供需情況研析

一、我國電力市場結構與經營現況

台灣的電力，始於 1888 年由清朝臺灣巡撫劉銘傳於臺北市創立興市公司，建設小型燃煤發電機組，以低壓供應照明，為時僅月餘。至 1905 年龜山水電站投產發電，成為台灣第 1 座水力發電站。回顧台灣電力發展經歷了 6 個時期：(1) 1945 年至 1953 年以水力為主；(2) 1954 年至 1965 年為水力、火力並重，電力市場初步擴充；(3) 1966 年至 1974 年為火力發電高度開發時期；(4) 1975 年至 1985 年為能源多元化，並開始發展核能發電；(5) 1986 年至 1993 年為促進電力供需平衡時期，需求面管理；(6) 1994 年至 2006 年開放民間經營發電領域。自 1990 年代起，電力自由化逐漸成為全球風潮。由於台灣用電迅速成長，電源開發因地狹人稠而日益艱難，為順應世界潮流，開放民間興建電廠以加速電源開發。於 1995 年 1 月、8 月及 1999 年 1 月分三個階段開放，有十五家獨立發電力者(IPP) 獲准籌設，實際完成九家，總容量 771 萬 kW，再加上此時期汽電共生發電蓬勃發展，使臺灣發電市場進入開放發電時期。至 2006 年台電系統總裝機容量達 3737.1 萬 kW，為 1993 年的 1.93 倍；發購電量 1965.7 億 kW·h，為 1993 年的 1.93 倍。(7) 2007 年迄今節能減碳時期，自 2006 年起，國際化石燃料價格大漲，嚴重衝擊電力經營環境；同時，面臨全球暖化問題，低碳經濟、低碳能源、低碳電力將是全球發展的主軸。台灣自有能源缺乏，面對溫室氣體減量的必然趨勢，為確保電力事業永續發展，在供給方面發展低碳電力，而在需求方面全力推動節約用電及提升用電效率。至今，台灣的電力市場已進入節能減碳時期。

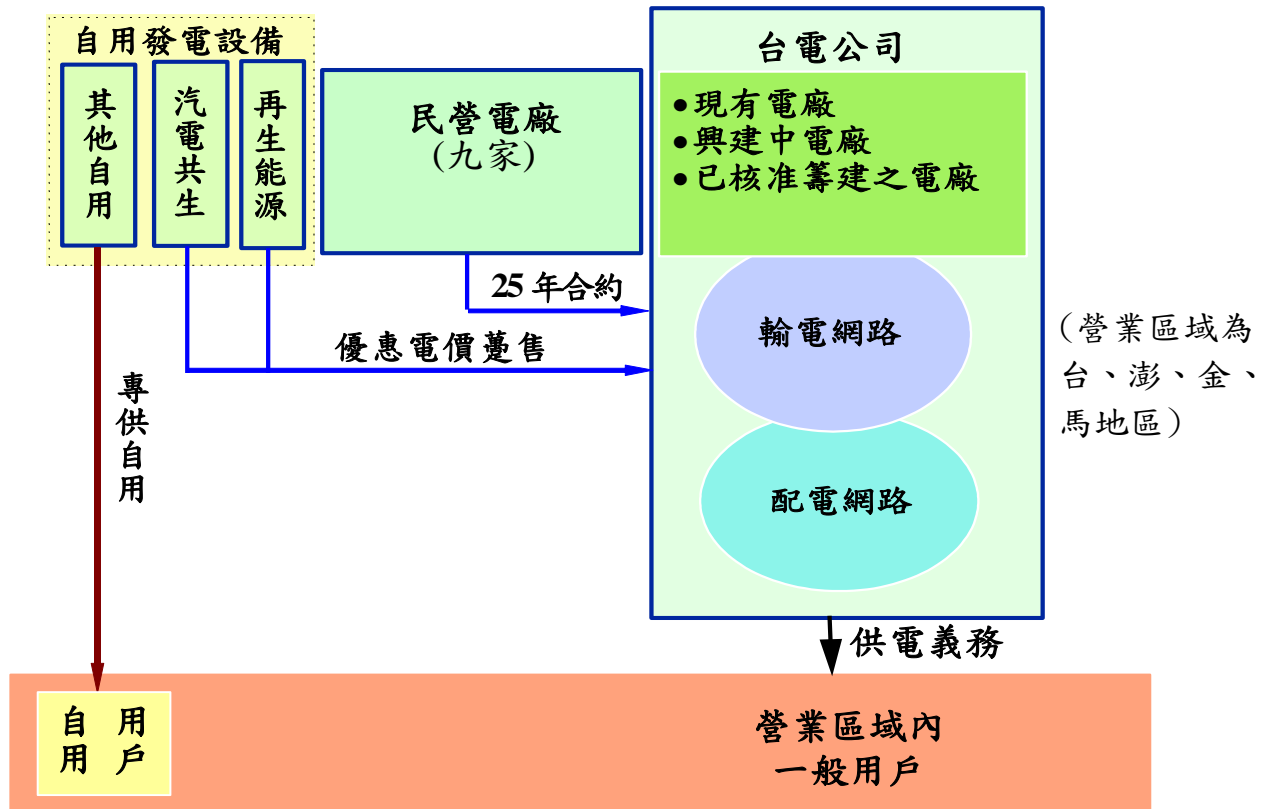
現階段台灣的電力市場結構如圖 4.1 所示，係由一家國營綜合電業(台電公司)、九家民營發電業及自用發電設備(含汽電共生系統及自用能源設備)以及各類電力用戶所組成。在現行「電業法」規範下，我國電力市場結構圖可描述如下。台電公司為國營壟斷的綜合電業，負有供電義務，也負有政府推行相關電力政策以及產業和社會補貼等政策，其售電價格須接受管制以反映其供電之合理成本。至於民營發電業則由政府分階段開放，所產生的電能透過優惠的 25 年購售電合約完全售予台電，汽電共生與再生能源發電業也在政府的優惠推廣政策下，由台電透過補貼電價加以收購，其中再生能源發電按照「再生能源發展條例」，以每年審定之饋網電價(Feed-in-Tariff)，對不同類別之再生能源保價收購 20 年以上；至於汽電共生廠發電方面，則由台電對其餘電收購，收購費率的決定係按「汽電共生系統實施辦法」第 12 條有兩原則供汽電共生能源用戶選擇：按相當之時間電價扣除輸配電及銷管費用(時間電價原則)或以反映替代綜合電業(台電)相當電源之發電成本為原則(簡稱迴避成本原則)，惟大多數的汽電共生用戶都選用對其有利的時間電價原則。在電力用戶方面，係由台電公司一家獨賣，享有售電專營權，全國分為 22 營業區處，另外也包含離島地區，離島地區的電價亦由台電以優惠的方式補貼。

我國現行電業經營方式係依據現行電業法第 9 條之規定，電業經營之方式，主要可分為下列四種方式：

1. 全部或一部發電，供給其營業區域內一般需用或轉售與其他電業。
2. 全部向其他電業購電，轉供其他營業區域內一般需用或轉售其

他電業。

3. 經營電力網，在其核准之地區內，統一購售各電業剩餘或需要之電能。
4. 經營中心發電所，將所發電能躉售與其他電業。



資料來源：經濟部能源委員會。

圖 4.1 我國現行電力市場架構圖

故歸納我國現階段電業之經營方式，可分為「發電躉售」、「購電轉售」、「躉購配售」及「發電自售」等四種，且依供電容量大小區分為五個等級¹。

我國過去電力市場之演變，主要係受電業自由化思潮的影響，從

¹ 現行電業法第 10 條規定，電業除小型電業外，其等級如左：一、供電容量在十萬瓩以上者為一級。二、供電容量在二萬瓩以上不及十萬瓩者為二級。三、供電容量在五萬瓩以上不及二萬瓩者為三級。四、供電容量在五百瓩以上不及五萬瓩者為四級。前項供電容量，包括發電與購電。

獨佔逐漸邁向開放，可以區分為下列三階段：

1. 第一階段：台電公司獨占經營(民國 38 至 77 年)

公用事業基於於獨占力及對於一般民生影響甚鉅，屬於國家管制之產業。故我國憲法第一百四十四條規定，「公用事業及其他有獨佔性之企業，以公營為原則。其經法律許可者，得由國民經營之。」故過去很長一段時間，台電公司為獨占經營之垂直整合綜合電業，經營涵蓋發電、輸電及配售電。在此階段，除部分自用發電設備外，幾乎絕大多數電力有關業務係由台電公司所獨占經營。

2. 第二階段：獎勵開放汽電共生(民國 77 年)

在民國 77 年以前，政府基本上係以較為保守消極的態度面對發電市場的開放。但為提高熱能及電能生產總熱效率，以促進能源有效利用，政府於民國 77 年頒行「汽電共生系統推廣辦法」，鼓勵製造業者投資設置汽電共生設備²。

3. 第三階段：開放興建民營電廠(民國 84 年起分三階段)

由於國內環保意識高漲，電源開發廠址取得日益困難，為配合電力政策推動、開放民間投資參與及穩定國內電力供應，政府於民國 84 年起陸續開放第一、二、三階段民營電廠之申設。現階段民營電廠共有麥寮、長生、新桃、和平等九家電廠完工商轉，其中，森霸、星能、國光、星元等四家是第三階段第二批次通過而完工的新設天然氣電廠。目前自用發電設備之餘電及汽電共生系統與民營電廠所生產之電能，均全部躉售與台電公司，並由台電公司統籌調度(表 4.1)。

² 「汽電共生系統推廣辦法」已於民國 91 年 9 月 4 日廢止，並改由「汽電共生系統實施辦法」規範汽電共生業的經營與管理。

表 4.1 我國開放民營發電廠現況彙整表

電廠名稱		裝置容量(MW)	合約商轉日期	現 況
第一階段民營電廠開放申設結果				
麥寮汽電	麥寮#1	600	88/4	燃煤
	麥寮#2	600	88/7	燃煤
	麥寮#3	600	90/8	燃煤
長生電力	長生#1	450	88/7	天然氣
	長生#2	450	88/7	天然氣
和平電力	和平#1	650	91/7	燃煤
	和平#2	650	91/7	燃煤。
嘉惠電力	嘉惠	670	92/12/15	天然氣
第二階段民營電廠開放申設結果				
新桃電力	新桃	600	91/3/22	天然氣
第三階段民營電廠開放申設結果(第一與第二批次)				
星能電力	彰濱	480	93/3/29	天然氣
森霸電力	豐德#1, #2	960	93/3/29	天然氣
國光電力		465	92/11/3	天然氣
星元電力		480	98/6/30	天然氣

資料來源：經濟部能源委員會、臺灣電力公司。

4. 未來發展

行政院於民國 103 年提出最新版電業法修正草案，這次新版電業法共有 102 條文，大幅鬆綁民間者進入發電市場門檻，主要內容包括：

- 將電業劃分為發電業、電力網業及售電業，並區分為公用事業及非公用事業二類分別予以管理。
- 中央主管機關成立獨立行使職權之電業管制機構，以推動電業自由化、管理及監督電業經營及確保用戶用電權益。
- 明定電力調度業務由財團法人型態之電力調度中心專責經營，及電業管制機構管理、監督及接管電力調度中心之規

定。

- 電力網業之電價及電力網業與電力調度中心各種收費率之計算公式，由電業管制機構訂定及審議。
- 為鼓勵自用發電設備申設，開放團體或自然人均得申請設置，並得銷售一定容量以下之電能予電業。

綜合而言，目前版本的我國電業自由化的做法係採循序漸進方式推動，預計七年內由廠網分工走向廠網分離，主要分為兩個階段進行：

階段一：廠網分工

台電公司切割成三家國營公司，分別為發電公司、輸配電公司及調度公司。開放發電業申設，但不含核能、大水力。原有九家 IPPs 仍維持公用電業。

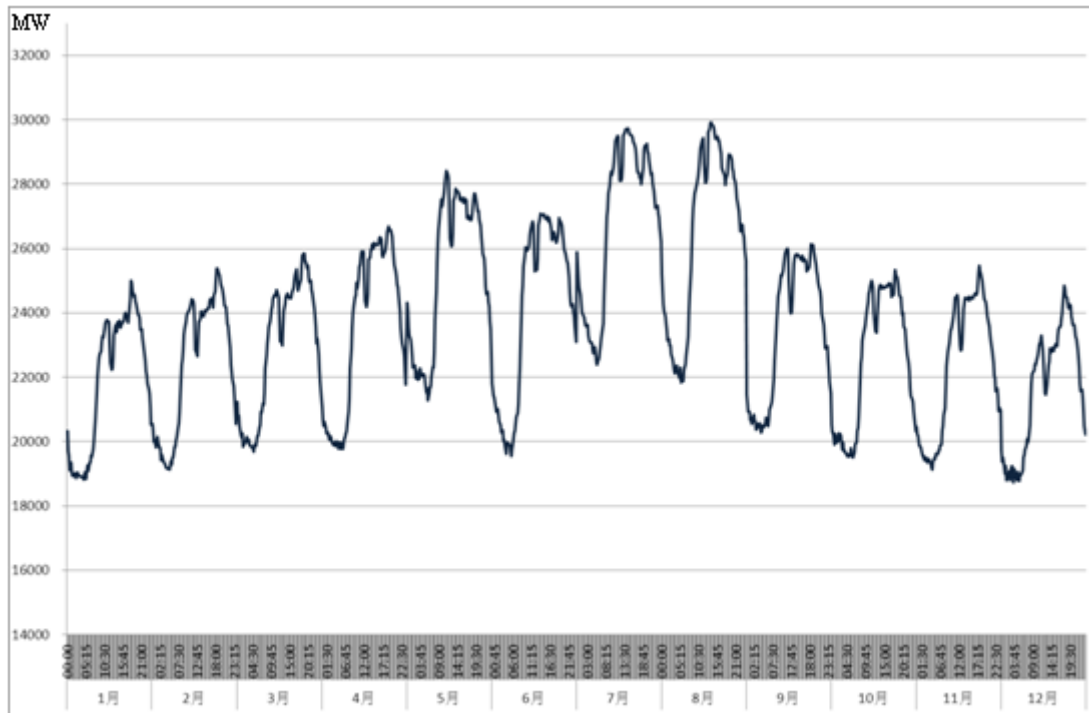
階段二：廠網分離

輸配電公司與發電公司不能由同一家控股公司經營。調度公司得與輸電公司合併經營。開放售電業，售電業可兼營發電業。輸配電公司經核准得兼營其他電業。

二、我國電力負載特性分析及機組調度情形

通常台電負載一年之中最低值多發生於農曆春節期間，負載的最高值發生於7月某一天下午(圖 4.2)，一年之中負載最高值皆發生於暑假期間氣溫最高的日子，通常為每年的七月盛夏之日的午後三時，過去二、三十年來皆是如此。以 2012 年來看臺灣月平均負載與尖峰負載的情形，在尖峰負載方面，最高值發生於 7 月份，7-8 月份的負載尖峰值皆超過 29,000MW；夏月 6~9 月份的平均負載值皆超過 25,000MW，其餘月份則介於 20,000-25,000MW 之間；離峰負載值僅有 7 月超過 20,000MW，其餘月份大多低於 19,000 MW，最低的負載值發生於 1 月份。

依 2012 年的每日負載情況來看，目前時間電價每日尖峰和離峰的起迄時間仍有調整空間，為反應負載情況尖峰時段或可遞延至深夜十二點，而離峰時段則可遞延至上午九點，因此未來如果重新訂定時間電價應可考慮調整尖離峰時段的劃分方式。2012 年每月代表日之每小時日平均負載下的平均發電成本，可以看出夏月的平均發電成本相對較非夏月高，而不論夏月或非夏月，可發現尖峰時段的平均發電成本較離峰時段之平均負載發電成本也高出許多。



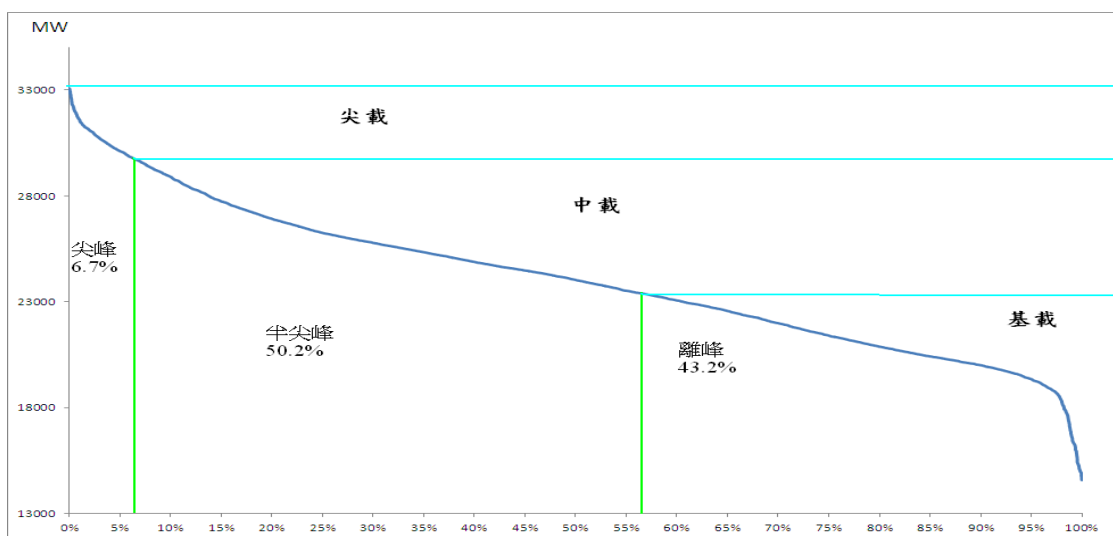
資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.2 2012 年代表日每小時負載曲線

(一)負載持續曲線

在分析負載尖、離峰管理時，不論是電力調度、系統規劃、電源開發以及需求面管理，應用較廣的除了時序負載曲線外，主要為負載持續曲線(Load Duration Curve, LDC)，此曲線比時序負載曲線更容易顯示出發電機組容量與出力的需求以及設備利用的情形，可作為電力調度與電源開發規劃尖載、中載、基載機組或需求面負載管理之依據。繪製負載歷時曲線係依下列步驟進行：將一年8784(或8760)小時負載從最高到最低排序，縱軸可設定為每小時之負載水準，橫軸則為相對應之小時序列，亦可進一步將橫軸之小時序列標準化後，改用百分比(%)表示。圖4.3為我國2012年負載持續曲線圖，從排序最高的第1至266小時(3%)負載差約2363MW，至第441小時(5%)則約差2967MW，也就是說電力公司為這全年短短的266小時，要準備

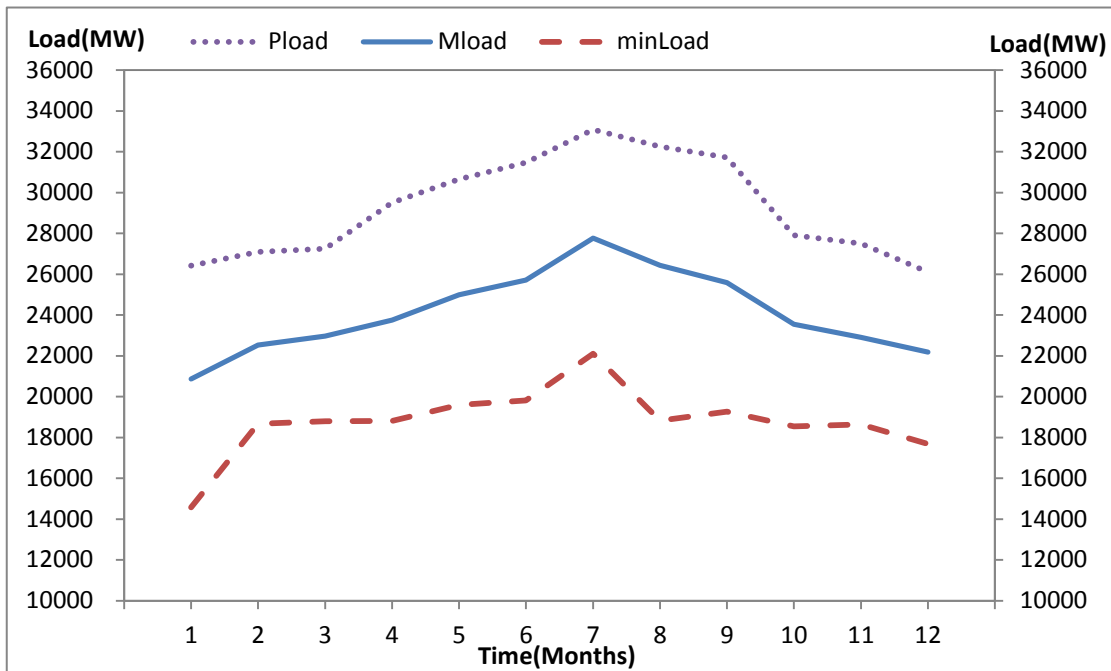
2363MW之尖峰出力的發電機組，約相當一座抽蓄水力電廠。台灣電力公司一般作法就是採用調度靈活，出力富有彈性又能自動追隨負載(load following)的機組(如：氣渦輪尖載機組或水力機組)來滿足尖峰時期的額外電力需求，若短期內仍無法滿足，則採需求面管理之負載管理(Load Management)或需量反應(Demand Response)來因應。若長期系統的備用容量吃緊時，電源開發處則須規劃興建尖載機組的電廠以應付未來尖峰需求的成長。通常電力系統發生缺電或供需失衡的情況，一般都會集中在這些6.66%尖峰負載的438小時內。在國外電力自由化的市場下，為了維護電力供需之即時(real time)平衡以及系統安全，通常是透過各種輔助服務市場或電能真時平衡市場來管理。至於中載機組，例如：汽力與複循環機組，則是用來滿足半尖峰的負載需求；離峰的電力需求則利用出力平穩的基載機組來因應，以2012年而言，假設半尖峰占一年8784小時的45%期間(第442~4393小時)，負載占比約50%，從30,114MW至24,033MW，其餘則為基載機組，主要為核能與燃煤電廠，提供約43.2%的離峰負載出力。



資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.3 我國 2012 年負載持續曲線

1. 2012年月負載曲線



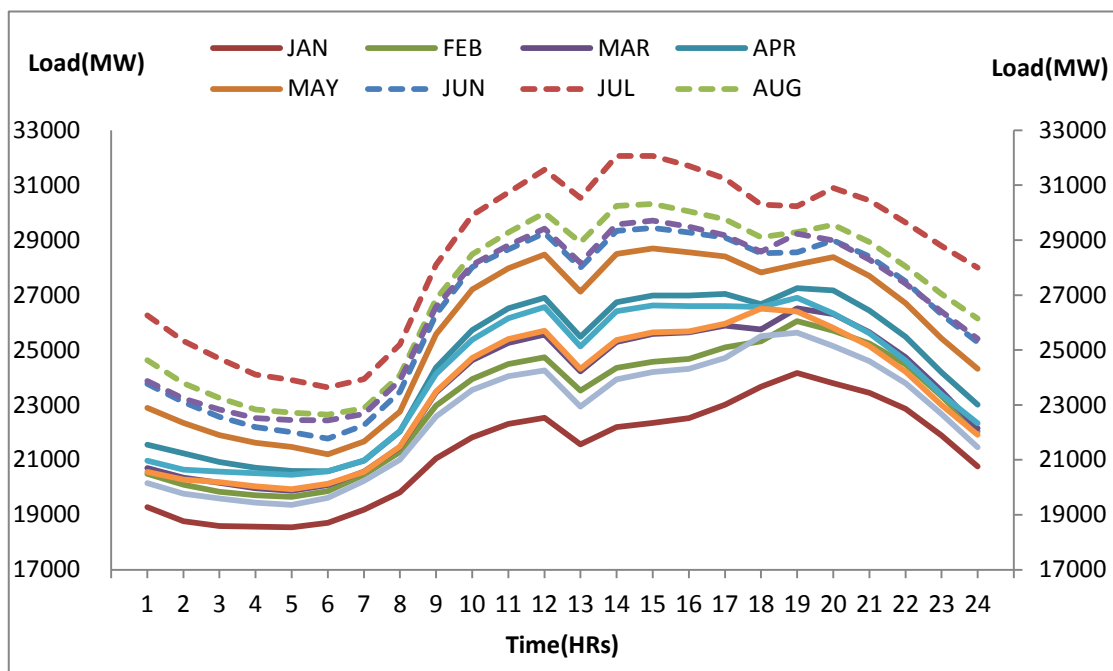
資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.4 我國 2012 年月負載曲線

圖4.4呈現我國月平均負載與尖峰負載的情形，在尖峰負載方面，最高值發生於7月份，5-9月份的負載尖峰值皆超過30,000MW；夏月6-9月份的平均負載值皆超過25,000MW，其餘月份則介於20,000-25,000MW之間；離峰負載值僅在7月超過20,000MW，其餘月份大多低於19,000 MW，最低的負載值發生於1月份，僅有14,583 MW。

2. 2012年日負載曲線

(1) 2012年週一至週五日負載曲線



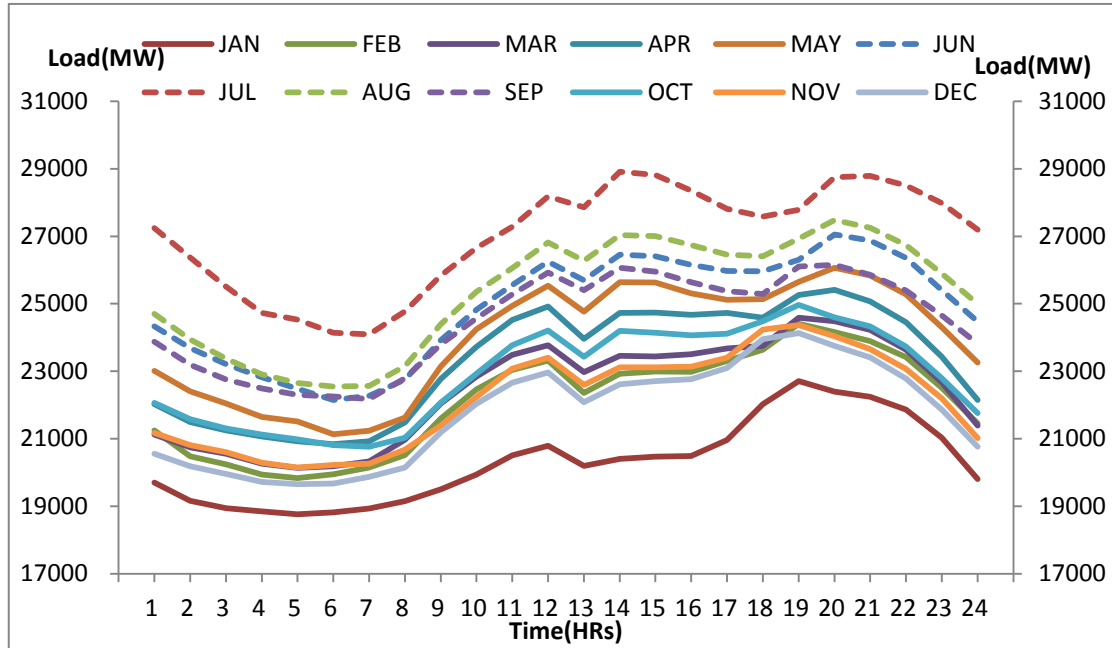
資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.5 我國 2012 年週一至週五月份別日負載曲線

由圖 4.5 來看，2012 年週一至週五工作日的月份別日負載以季節別來看約可分為兩個區塊：夏月與非夏月，最高負載區塊由五月、六月、七月、八月、九月組成，其中 5 月的負載水準最低；其餘則為低負載區塊，屬非夏月的負載。因此目前台電公司的時間電價以夏月(六月至九月)及非夏月來區分，尚稱允當，至於 5 月應可劃分入夏月(5-9 月)，但若維持現狀納入非夏月季節亦無不可，誤差不大。以每日 24 小時負載的趨勢來看，6-9 月的尖峰負載(假設負載水準介於 27,000MW 至 33,000MW 為尖峰)約發生於 9 點至 24 點左右，目前時間電價的尖峰時間為 7 點 30 分至 22 點 30 分，則負載水準會降低至 24,000MW 開始，因此夏月尖峰時刻的定義範圍應可適度延後修正為 9 點至 24 點，其餘時段則為離峰。尖峰時期的 12-13 點由於午休時段用電減少，負載出現受壓抑的暫時谷底現象，但負載仍較 9 時以前為高。非夏月月份日尖峰負載情況相似，亦出現於 9 點至 23

點左右(負載水準約介於 23,000MW 至 27,000MW 為尖峰),其中又以晚間 7 時為最高峰,若以目前非夏月尖峰時間範圍定義,上午 7 點 30 分的負載約 21,000MW 左右。

(2) 2012 年週六日負載曲線



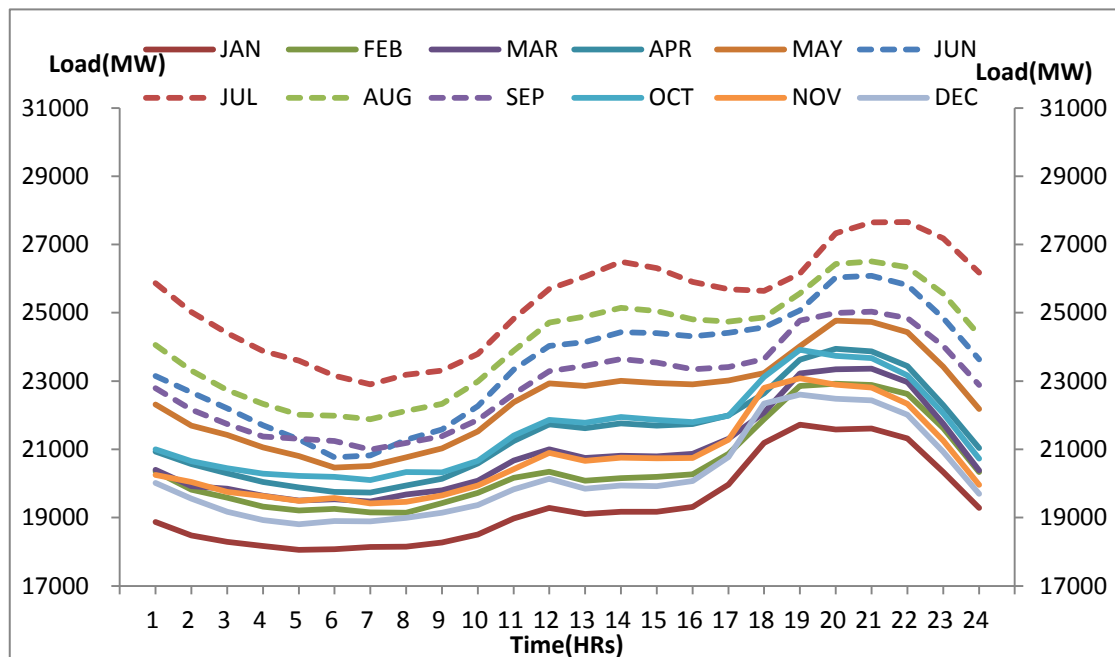
資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.6 我國 2012 年月份別週六日負載曲線

月份別的週六的日負載曲線明顯呈現兩組區塊，夏月(6-9 月)以及非夏月兩組。以每日 24 小時負載的趨勢來看，6-9 月的半尖峰負載(負載水準介於 24,000MW 至 29,000MW 為半尖峰)約發生於 9 點至 23 點左右，目前時間電價的尖峰時間為 7 點 30 分至 22 點 30 分，則負載水準會降低至 22,500MW 開始，因此夏月半尖峰時刻的定義範圍應可適度延後修正為 9 點至 23 點，其餘時段則為離峰。非夏月月份日半尖峰負載情況相似，亦出現於 9 點至 23 點左右(負載水準約介於 21,500MW 至 26,000MW 為半尖峰)，其中又以晚間 7 至 8 時為最高峰，若以目前非夏月尖峰時間範圍定義，上午 7 點 30 分的負載約

在 20,500MW 左右(圖 4.6)。因此，台電公司目前週六時間電價的劃分方式顯然亦有改善空間，週六半尖峰起始時間適度延後修正為 9 點開始至 23 點結束，其餘時段則為離峰。

(3) 2012 年週日日負載曲線



資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.7 我國 2012 年月份別週日日負載曲線

月份別週日的日負載曲線大致上呈現兩組不同的區塊，高負載區塊發生於 6-9 月，負載值大約介於 21,000MW 至 27,500MW，大約與週一至週五工作日的離峰時段(夏月 27000MW 以下非夏月 23000MW 以下)或者與週六夏月月份日離峰(夏月 24000MW 以下)或者週六非夏月的半尖峰負載(21,500MW 至 26,000MW)值相當，其餘非夏月的周日日負載大約介於 18,000MW 至 25,000MW 之間(圖 4.7)。台電週日時間電價的訂定採取與工作日離峰時段相同價格，此部分尚屬合理，但與週六非夏月的半尖峰負載水準相似，電價差異頗大，

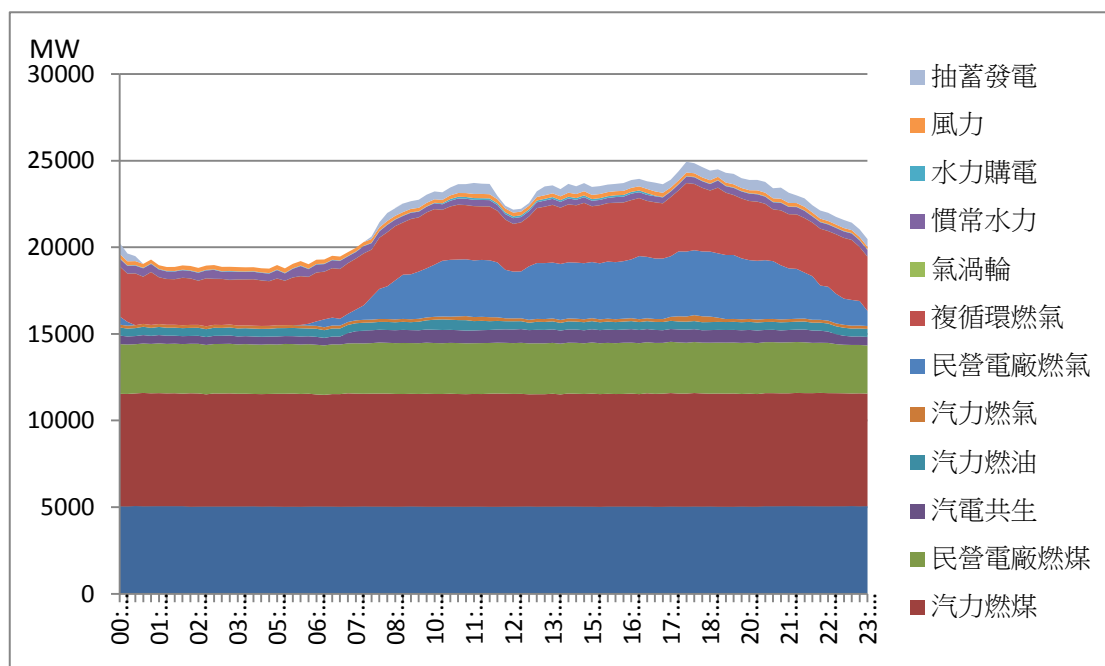
此為不合理之處。

(二)月代表日之小時負載及機組調度情況

由於我們無法獲得每日機組調度的資料，僅能向台電公司取得每月代表日的調度實績資料，因此我們假設每月的代表日即為該月份的每日真實調度情況。以下說明每月代表日的負載及調度情況。

1.一月代表日之小時負載及機組調度情況

圖 4.8 為一月代表日(101.1.18)之小時負載及機組調度情況，圖中顯示自 07:30 開始出力超過 20,000 MW，該日最高負載約在 18:00 出力約 25,000 MW，基載機組為核能、汽力燃煤、民營電廠燃煤、汽電共生等；尖載機組為汽力燃油、汽力燃氣、民營電廠燃氣、複循環燃氣、水力與抽蓄。

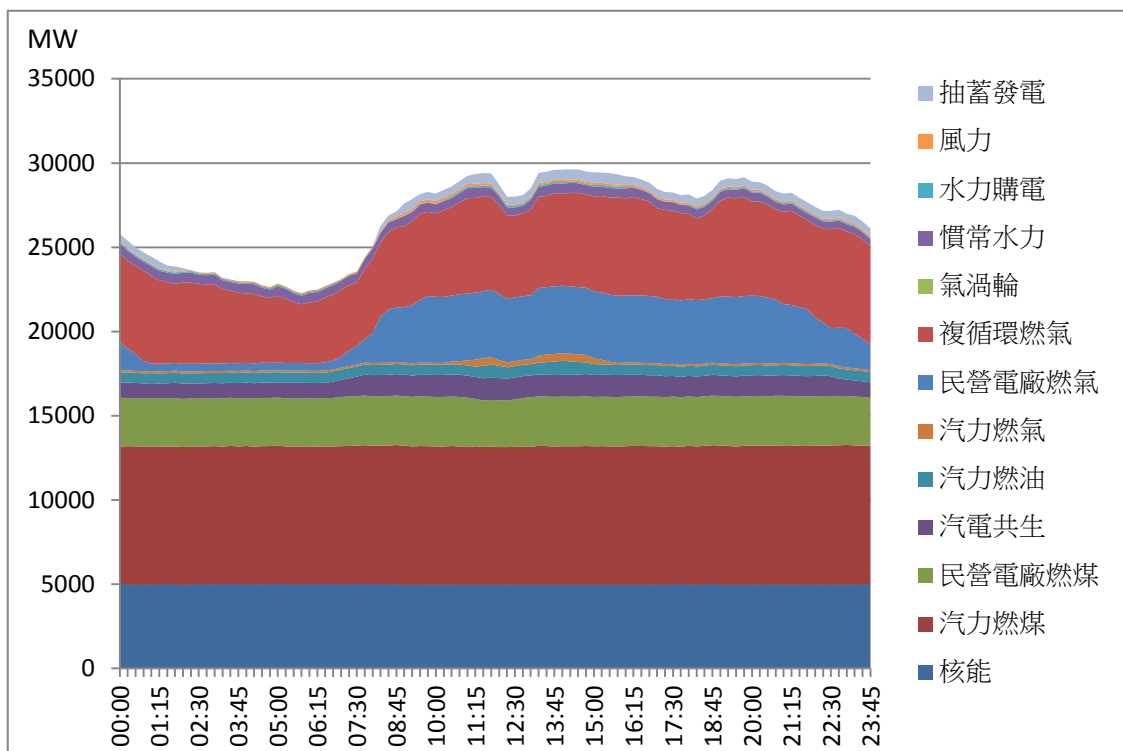


資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.8 2012 年 1 月第三個星期三日負載及機組調度出力實績

2.七月代表日之小時負載及機組調度情況

圖 4.9 為七月代表日(101.7.18)之小時負載及機組調度情況，圖中顯示最低出力發生在 05:45 總淨出力為 22,278 MW，07:30 總淨出力為 23,567 MW，該日最高負載約在 14:15 出力約 29,629 MW；離峰時段所調度的機組為基載機組的核能、汽力燃煤、民營電廠燃煤、汽電共生與包含了部分尖載機組的汽力燃油、汽力燃氣、複循環燃氣與慣常水力；尖峰時段則大量調度到民營電廠燃氣與複循環燃氣，此外氣渦輪、抽蓄與慣常水力亦做為調節負載平衡之用。



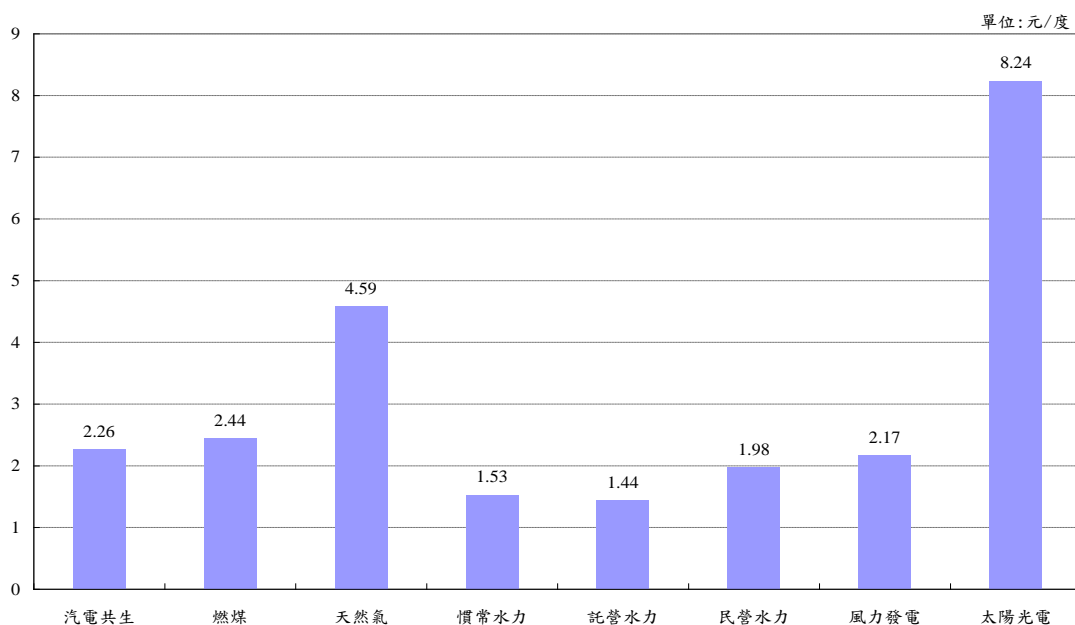
資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.9 2012 年 7 月第三個星期三日負載及機組調度出力實績

三、尖離峰調度與供電成本

(一)發電成本

台電的發電成本可分為台電電廠的自發電力成本與外購電力成本，外購電力成本係向民營發電廠簽約購電的成本，依能源種類各有不同的簽約成本，台電公司各類購入電力之平均發電成本其中最高的為太陽光電，每度約 8.24 元，其次為天然氣發電，每度約 4.59 元，其他外購電力發電成本分別為汽電共生的 2.26 元、燃煤 2.44 元、風力 2.17 元、民營水力 1.98 元、慣常水力 1.53 元、託營水力 1.44 元，平均外購電力成本為 2.45 元(見圖 4.10)。

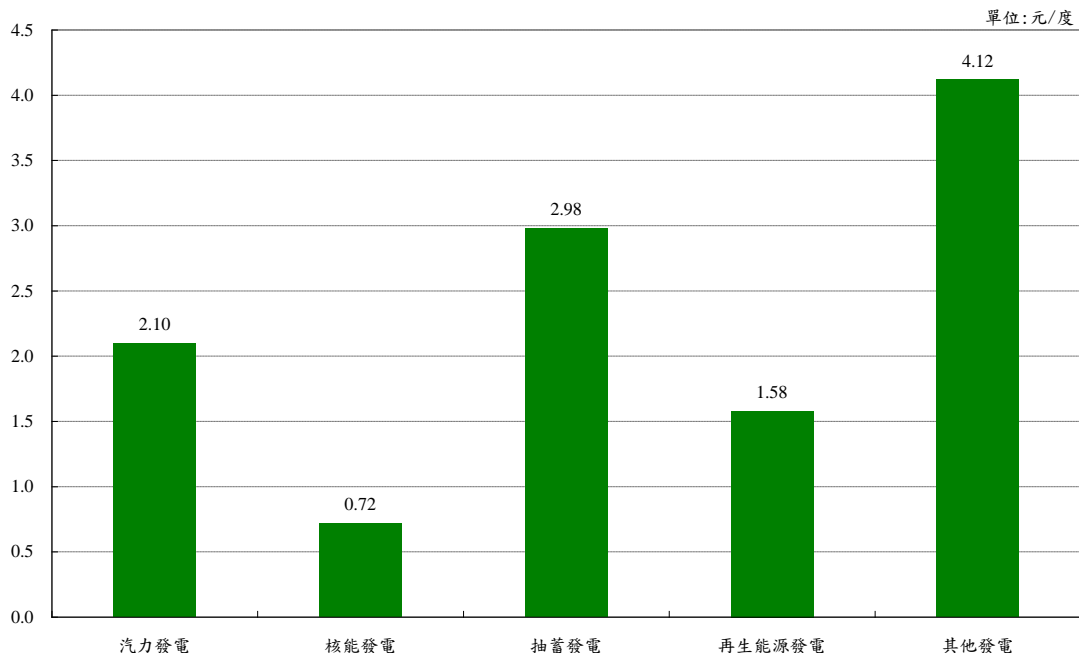


資料來源:台電公司。

圖 4.10 2012 年台電外購電力發電成本

台電自發電力可分為五類，汽力發電、核能發電、其他發電、再生能源發電以及抽蓄發電，發電成本見圖4.11，其中，最高的為其他發電，每度4.12元，其次為抽蓄發電，每度2.98元，汽力發電，每

度2.10元，再生能源發電，每度1.58元，最便宜的為核能發電，每度電0.72元。



資料來源:台電公司。

圖 4.11 2012 年台電自發電力發電成本

(二)供電成本

表 4.2 台電公司依職能別供電之成本結構

成本結構占比	91	92	93	94	95	96	97	98	99	91-99 平均
發電	73.86	74.79	77.49	78.61	80.17	81.84	84.78	82.32	84.08	79.77
輸電	7.16	7.00	6.71	6.64	6.52	6.02	5.37	6.40	5.95	6.42
配電	18.98	18.21	15.81	14.75	13.31	12.14	9.85	11.28	9.97	13.81
合計	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

資料來源：台電公司會計處，2012.03.

註：行銷、管理及其他費用依發輸配電成本比例歸入發輸配部門。

若將供電成本結構按職能別分類，可分為發電、輸電與配電三類。由表4.2可知，台電公司職能別成本結構中，發電部門的成本占比最高，約佔總營業成本的80%左右。發電成本佔比從民國91年至99

年，由於燃料成本的上升有明顯提升的趨勢，從73.86%逐年上升至84.08%。在輸電部分，民國91年至99年之平均輸電經營成本占比為6.42%，十年來呈現些微下降的趨勢。配電部門佔比則有較明顯的下降趨勢，91~99年間的平均占比為13.81%，從91年的18.98%降至99年的9.97%。以上發輸配成本份額的變動趨勢，主要導因於過去十年燃料價格大幅上漲所致，使的發電部門成本無論是相對比率或絕對數值皆顯著上升。

(三)最佳調度實績下之發電成本

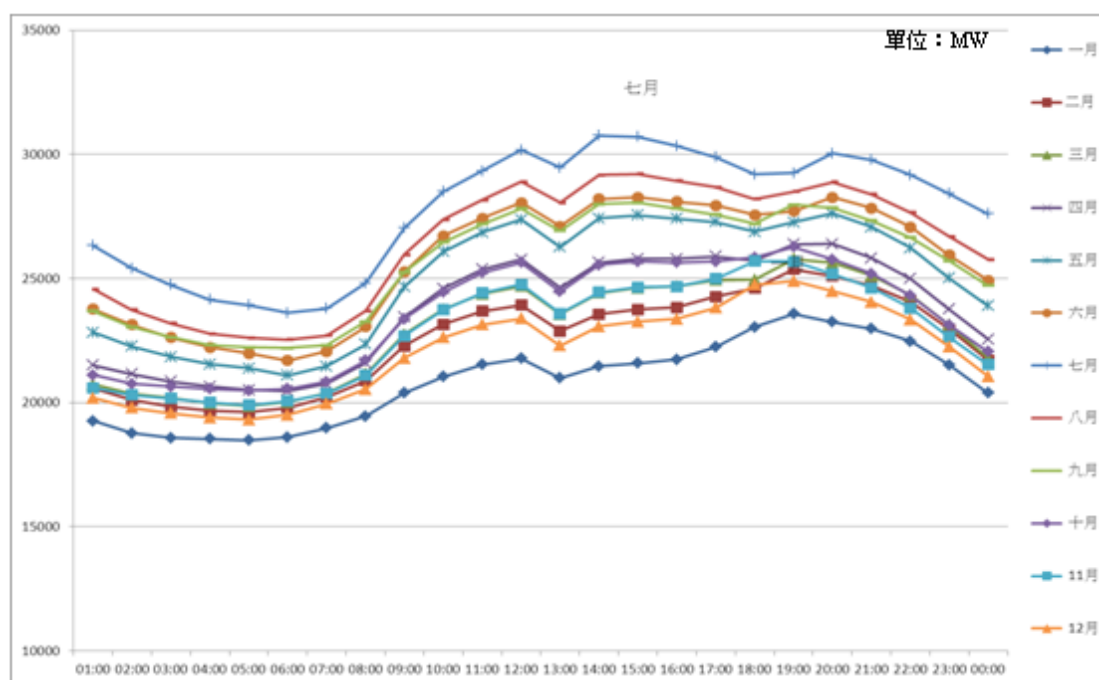
台電公司將每一度電送至用戶端，其中牽涉到的成本，除了發電成本外，也需要輸電與配電服務的成本，而發電成本的部分則須視特定時間的負載而異，以民國99年的系統最高負載為例，其發生於7月7日下午，實績為33,023MW，為了滿足負載需求，調度中心必須由最低成本的基載機組核能開始調度，然後加入燃煤、再加入燃油、燃氣...等直到尖峰負載滿足為止，此程式稱為經濟最佳調度(Merit Order Dispatch)，以台電的調度為例，最後滿足負載的機組通常為抽蓄發電、水力、燃油、氣渦輪與複循環燃氣機組。這些機組為成本較高之機組，但其中水力發電由於調度特性適用於尖峰出力，雖其成本較低，而抽蓄發電最為靈活，可做為系統靈活調度之用，至於民營電廠、風力與太陽能等則為法律規範之優先調度機組。

要計算特定負載下的發電成本，有兩種方法，一為邊際成本法，一為平均成本法。邊際成本法係按照經濟調度程式，以最後滿足負載的幾種調度機組之成本作為該負載下的發電成本；平均成本法則係取該負載水下被調度的所有機組之平均成本。以台電系統為例，燃油、氣渦輪與複循環燃氣機組為系統最佳調度下的邊際機組，因

此其成本則決定該負載下的發電成本。柴油機機組的每度發電成本為7.75元，氣渦輪機組的每度發電成本為8.38元(不計固定成本)。但用平均成本法，若尖峰負載下，所有調度到的機組，包括和核能、汽力燃煤、民營電廠燃煤、汽電共生、汽力燃油、汽力燃氣、民營電廠燃氣、複循環燃氣、氣渦輪、柴油機、慣常水力、水力購電、風力與抽蓄發電，將其成本加總平均則可得到平均供電成本可達3.35元。

1. 2012 年電力負載與各時段負載之發電成本

在進行住宅部門時間電價訂價推估前，首先觀察整理2012年的每小時負載與該負載下之各機組加權平均發電成本，以瞭解各季節與各時段之電力負載與供電成本狀況。



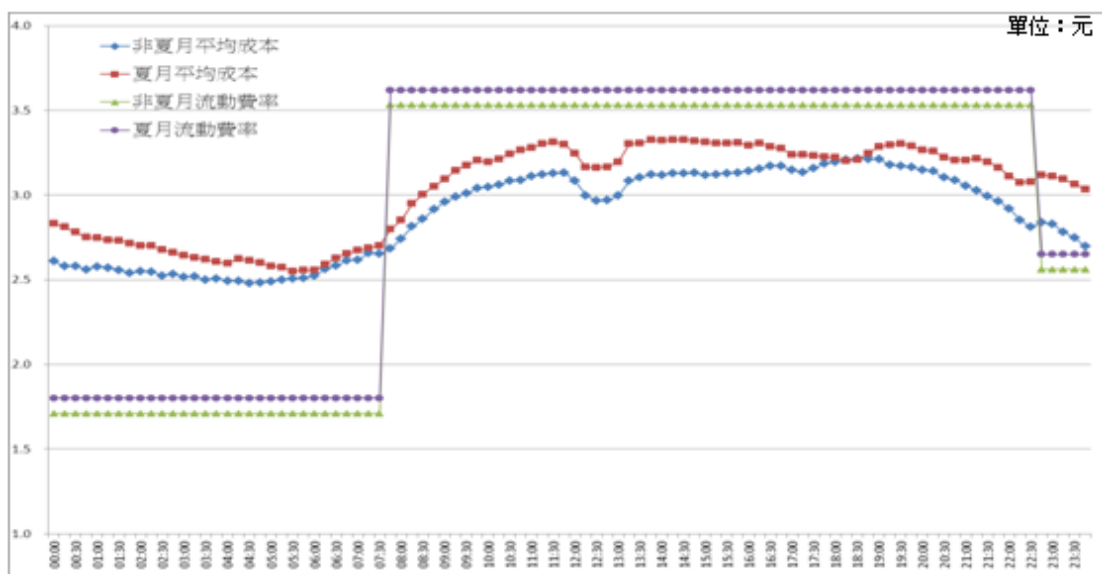
資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.12 2012 年每月每小時日平均負載

圖 4.12 顯示 2012 年每月每小時日平均負載，就不同月份來看，可以發現夏月(六、七、八及九月)的日平均負載相對較非夏月高，

而就個別月份來看，可發現尖峰時段(上午七點半至下午十點半)的平均負載較離峰時段高。因此台電公司將時間電價的負載劃分為夏季(6-9月)與非夏季堪稱允當，然去年9月與5月之負載情況難分軒輊，換言之，季節的變化可能已經因為氣候變遷導致夏季提前一個月來臨。如果未來連續幾年這種夏季提前來臨的現象依舊，台電公司有必要重新檢討夏月所包含的月份範圍。

此外，依2012年的每日負載情況來看，每日尖峰和離峰的起迄時間也有相當大的調整空間，為反應負載情況尖峰時段或可往後遞延至深夜12:00時，而離峰時段則可遞延至早上9:00時，因此未來如果重新訂定時間電價應可考慮調整尖離峰時段的劃分方式。



資料來源：台電公司調度處，本研究整理繪製。

圖 4.13 2012 年夏月及非夏月代表日每小時平均發電成本與流動費率

圖 4.13 顯示我們整理計算過後的 2012 年每月代表日(每月的第三週星期三的夏月平均與非夏月平均)之每小時日平均負載下的平均發電成本，從圖中可以看出夏月(本圖取六、七、八月)的平均發電成本相對較非夏月(不含五月)高，而不論夏月或非夏月，可發現

尖峰時段的平均發電成本較離峰時段之平均負載發電成本相對高出約 0.5~0.8 元/度，這主要是因為在於尖峰時段所使用之發電機組(抽水蓄發電、購買民營電廠燃氣發電)成本較高所致。

四、本章小結

依 2012 年的每日負載情況來看，每日尖峰和離峰的起迄時間有相當大的調整空間，為反應負載情況，尖峰時段或可遞延至深夜 12：00 時，而離峰時段則可遞延至早上 9：00 時，因此未來如果重新訂定時間電價應可考慮調整尖離峰時段的劃分方式，此外，亦需密切注意氣候變遷影響夏季的提早來臨，未來如果早夏已成常態，則可考慮將五月納入夏季範圍。

現行時間電價各峰段的負載占比，以非夏季尖峰最高，其次依序為非夏季離峰、夏季尖峰、夏季離峰，至於夏季與非夏季的半尖峰占比甚低且其平均負載與離峰之平均負載差距不遠，因此建議可合併劃歸入離峰處理，真正需要特別獨立出來的或許是夏季的關鍵尖峰時刻，此多半發生在夏月每日的午休後時段約 13:30 左右。

從本章的研析亦可得知台電目前電力系統經營上的高脆弱度問題，包括：(1)尖離峰機組選擇空間有限，與民營電業簽訂太多優先調度的合約機組，而這些合約機組被視為必須運轉機組，即其所發的電台電公司必須購買缺乏調度彈性。(2)台電缺乏基載機組，在離峰時此種機組缺乏必須以昂貴的燃氣機組代替補充，因此離峰時無法大幅降低成本導致台電時間電價在離峰時賣一度虧一度，更加惡化公司財務情況。因此建議台電短期應立即重新制訂時間電價或大力推動需量反應，中長期則在離峰時段以超臨界或超超臨界機組來

提升效率，取代核四與燃氣機組作為基載機組，若此不可行，則建議台電可自行自國外採購天然氣，利用中油的輸儲設備代輸以降低成本，或利用大潭接收站接收自行輸儲，或考慮與大陸或東協的天然氣管網連結都是未來可行且應積極推動的方案。

伍、我國最新電業自由化版本研析

現行電業法係自民國五十四年起公布施行，依據其條文之規定，電業之經營方式可分為「發電躉售」、「購電轉售」、「躉購配售」及「發電自售」等四種，且依供電容量大小區分為五個等級。在現行電業法架構下，我國電力市場發展可分為四階段：

1. 第一階段：台電公司獨占經營
2. 第二階段：民國七十七年開放汽電共生
3. 第三階段：民國八十四年開放興建民營電廠
4. 第四階段：民國一百零三年電業自由化修正草案架構

綜言之，現階段台灣地區電力市場係由一家國營綜合電業(台電公司)、數家民營發電業及自用發電設備業者(含汽電共生系統及再生能源發電設備)所組成。目前國內的電業之主體仍為台電公司，為一國營且垂直整合之獨占電業。除了台電公司之發電機組所生產的電力外，台電公司並以優惠價格收購自用發電設備之剩餘電力；因此發電及售電市場目前缺乏競爭機制。輸電與配電仍由台電公司所獨家經營，凡是台電及民營電廠及水力發電等發電設備皆需由台電公司調度，並經由其輸、配、變電等電網設施，才能供應用戶之需求。

自民國五十四年電業法施行以來，期間因國內經濟情勢變遷及產業結構變動，現有電業法之內容規範已無法符合國內電業實際發展需要。由於在目前之電力市場架構下，台電為民營電廠、汽電共生、再生能源發電業者之唯一買家，競爭非常有限，有鑑於世界先進各國早於90年代初期便開始推行電業自由化改革，將競爭機制引進電力市場的各個層面，行政院經濟部為順應電業自由化之世界潮流，增進自由經濟體系中的市場競爭機能，確保電力穩定供應及增進民眾福祉，參

酌學者專家之意見，自民國八十一年起開始著手研修電業法。

有關我國電業法修正方向，行政院於民國八十八年六月九日，曾對電業自由化規劃方向有下列三點指示如下：

1. 電業自由化的規劃，應尊重市場機能，避免人為不必要的枝節限制。
2. 電業法的修正，應朝簡化管制的方向進行。
3. 政府所應介入者，應著重於能源政策之落實及建置一個公平的競爭環境。

能源局遵照前述指示事項，參酌國外電業自由化國家實際發展經驗及運作模式，並考量我國國情及特殊限制後，提出我國「電業法修正草案」，於民國九十二年經立法院一讀通過，卻又於民國九十三年四月在立院朝野協商後出現大逆轉，決定全數刪除所有與電力調度中心有關之自由化條文，全數刪除的共十一條，部分刪除的條文有十五條，範圍包括，能源配比規定、電力調度中心、發電業轉供與直供及基金等，確定不會開放發電、配電及用戶購電選擇權，國內電業市場維持現況，台電仍將維持現有穩定能源與統一電價的政策優先任務。民國九十四年七月中華經濟研究院受經濟部能源局委託研究「電力調度合理性之研究」，提出電業法修正草案二種版本：代輸版(自由化程度較低)與調度中心版(自由化程度較高)，供能源局修法參考。九十四年至民國一百零三年間，又有許多不同版本，更迭輪替，從簡單的僅開放發電業與代輸業務到廠網分離與用戶購電選擇權的全面開放，都有嘗試規劃，惟各方利益終究未能妥協，爭議不斷，始終未能定案。目前，最新的「電業法修正草案(2014.2.11)」則是偏向調度中心與廠網分離版，自由化程度較高。

一、電業法修正草案綜覽與修正要點

目前最新版本電業法(下稱本法)修正草案(2014.02.11)說明與條文見附件一，全部草案共分9章102條，目錄如下：

第一章 總則(1~7條)

包括立法目的、主管機關、名詞解釋定義、電業管制機構執掌、電業組織、電力網業為國營、電力網業兼營與否之規範。

第二章 電力調度(8~17條)

包括調度原則、調度中心設立、調度中心業務義務及範圍、調度及代輸轉供費用、調度中心組織運作與接管、營運保證金、資訊揭露及接受調查義務。

第三章 許可(18條~33條)

包括電業籌設與發電業擴建之許可及其審查原則、電業執照核發與審查、施工申請與執照換發、執照經營類別、執照年限與展延規範、互聯設備標準、直供禁止、停業歇業規範、電業併購申請、電業執照項目變更及執照廢止、電業許可與執照變更之申請程序及審查原則。

第四章 工程(34條~57條)

包括設備標準、電力網地理資訊系統建置、裝置規則、供電電壓與頻率、電表儀器、安全保護設施、設備檢驗、查驗與維護、災害處理、電業線路與電信線路平行交叉共用規則、公用事業使用公私有土地、線路施工規範、土地使用及線路施工之爭議調處與仲裁、電力網業可依都市或區域計畫辦理地目變更。

第五章 營業(58條~69條)

包括電力網業、售電業、發電業之營業與收費，備用容量，

電價及各種費率公式之制定、公告、修正，營業規章、電度表無償提供與裝置、電業供電義務與停電條件、違規用電賠償、災害緊急供電。

第六章 監督及管理(70 條~75 條)

包括電力工程技師、電器承裝業、用電設備檢驗維護業之規範、電業及電力調度中心之資訊揭露。

第七章 自用發電設備(76 條~79 條)

包括自用發電設備之設置規範、營業行為、許可、登記、撤銷、廢止、變更、管理、審查、自用發電設備准用工程相關規範條文。

第八章 罰則(80 條~93 條)

包括無照營業、調度中心罰則、電業罰則、自用發電設備業者罰則、電器承裝業用電設備檢驗維護業之罰則、同業公會罰則、電力工程相關人員罰則。

第九章 附則(94 條~102 條)

包括核能後端營運基金、設立財團法人電力研究試驗所、證照相關行政費用之收取、本法施行後已核准籌設之民營電業保障權益至執照期滿、本法施行後電業執照之換發與註銷、本法施行後電業營業規則之修正、排除民營公用事業監督條例中對於電力及其他電氣事業之適用、施行細則。

由以上本法修正條文的架構與說明可知，推行電力市場自由化是立法的目的，而其中有關電業競爭機制及電力市場的運作模式，係朝向開放電力網業、發電業及售電業之設立，並成立電力調度中心統籌執行電力調度，公平使用安全可靠之電力網，修正要點包括：

1. 開放發、售電業部門競爭，將電業劃分為發電業、電力網業與售電業三類

現階段本法修正草案將電業劃分為發電、電力網、售電等三大部門，另外包含一個獨立的電力調度中心負責調度業務。政府未來將依電能產銷流程，將電業區分為發電、電力網及售電三部分，發電業、電力網業可經營售電業務，但售電業不得設置主要發電設備。電力網業為公用事業僅能國營且限一間，目前獲准領有執照之民營發電業，其於原電業執照年限屆滿前視為公用事業，而一般之發電業、售電業為非公用事業。原則上公用事業不得兼營電業及電業以外之其他事業，但於不影響其業務經營及不妨害公平競爭之前提下，經電業管制機構核准兼營者除外，經核准兼營者應建立會計分離制度，且不得交叉補貼。

電業自由化後，因輸、配電網路具有公用性及區域自然獨占性，故對於擁有輸、配電線路之電力網業者仍應加以監督及管制，而電力網業應負責營業區域內電力網之規劃、興建、維護及負有供電義務。為維持電力市場之公平性及競爭性，政府將電力網業定位為「公共輸送者」，故未來擁有輸、配電線路之台電公司，應將網路開放供所有電業及用戶公平使用，不得對特定業者或用戶有差別待遇，使所有電業及用戶皆可透過台電公司之電力網路完成電力交易。另為解決輸、配電線路興建困難及使配電業能盡供電義務，就土地收購及線路通過權等均應給予法律上之保障。準此，電業自由化後，電力網業將維持公用事業身分，以保障其權益並予以適度管制。

發電業將不再定位為公用事業，發電業之售電業務將全面開放，發電廠除可依合約售電予台電外，同時亦可直接架設線路或經由公用

電業之輸配電網轉供電能售電予用戶。但原經核准之民營發電業者視為公用事業至執照年限屆滿為止。

2. 成立「電力調度中心」，專責電力調度

在考量電力調度之高度技術性及專業性前提下，為確保電力市場的公平及競爭，透過電力網轉供電能之電廠，其調度應由獨立於電業以外之專責機構(電力調度中心)進行操作，專職電力調度及相關業務，包括公開網路資訊、排程、電力系統可靠度及安全即時控管等，以維持其客觀及公平性。

在新的電力市場架構中，電力調度中心無疑扮演一個樞紐的角色，其為一個公平、公開之專責調度之單位，由各電業按其裝置容量與輸電容量捐助成立。政府為避免電力網業利用其擁有輸電電網系統之區域獨占特性，對其所兼營之發電或售電業務給予優惠待遇，或造成其他業者的進入市場障礙，故明文規定電力調度中心執行電力調度，應本於安全、公平、公開、經濟及能源政策原則為之。

為維持電力調度中心之獨立、客觀及公正地位，確保該中心財源獨立，有關其操作調度之費用，應依各電業及設置自用發電設備者接受調度發電總量繳交電力調度費，以維持電力調度中心之業務執行。調度費係維持電力調度中心之運作及實際調度成本之支付，故應由電業管制機構擬訂費率計算公式，電力調度中心依公式擬訂費率，並函送電業管制機構核定後，向所有相關業者收取。

3. 逐步開放用戶購電選擇權

參酌國外先進國家實施經驗，各國大多數係採逐步開放用戶購電選擇權之作法。有鑑於此，主管機關規劃初期先開放特高壓以上用戶之購電選擇權，未來再視實施狀況及技術成熟度，擴大至高壓以外電

力用戶，並以開放全體用戶之購電選擇權為最終目標，使用戶可依自己用電需求，如用電量、品質、可限電時間等選擇適合之電源提供者。而未來用戶除可向電力網業請求供電外，並可向發電業請求以透過電力網轉供或直供方式供電，但透過電力網轉供方式之用戶範圍，因考量其界面技術與影響層面，將由電業管制機構訂定範圍與期程，採逐步開放方式為之。

4. 籌設電業或擴建設備應申請許可，並取得工作證，施工完竣後申請核發或換發電業執照

中央主管機關為維護民眾用電權益，經依審查原則，審酌申請者具有能力與技術可以經營電業或為維持電力供需平衡擴建設備者，方許可其籌設或擴建並核發工作許可證，該工作許可證有效期間為五年，具正當理由者可申請展期。電業施工完竣後三十日內，應申請核發或換發電業執照。發電業及電力網業之電業執照有效期限為二十年，每次延展以十年為限，售電業之電業執照有效期間為五年，每次延展以三年為限。

5. 設置「電業管制機構」

為推動電業自由化、確保用戶用電權益、有效管理電業經營及監督電力市場公平競爭，參考世界先進國家作法，明定由中央主管機關成立獨立行使職權之電業管制機構，其職掌電業及電力市場、電力調度、用戶用電權益之監管，電力網業之售電價格、轉供電能費用、線路工程費用與電力調度中心各種費率，由電業管制機構訂定計算公式，電力網業及電力調度中心依該計算公式擬定電價及各種收費費率，送請電業管制機構核定後公告，其修正時亦比照辦理之。

6. 明定供電義務與停電條件

電力係屬民生必需品，為確保用戶用電權益，明定電力網業有供電義務，對營業區域內之用戶請求供電，非有正當理由並經電業管制機構核准，不得拒絕。且為履行供電義務，電力網業得向其它電業或自用發電設備購買電能，或建立市場機制統一競標購電。電力網業應全日供電，除特殊情況並經電業管制機構核准者，得限制供電時間。此外，電業不得擅自停、歇業，須檢具停、歇業計畫向電業管制機構申請。

7. 明定對電力工程技師、電器承裝業、用電設備檢驗維護業之監督管理以及電業及電力調度中心之資訊揭露義務

配合電力技術進步，明定電業應置領有電力工程或相關科別技師證書之專責人員，負責督導電業設備相關工程事宜。另因電器承裝業及用電設備檢驗維護業所執行業務內容與公共安全息息相關，故應對其課以責任及義務，並查核其行為。對各電業以及電力調度中心之監督管理則以其月報、年報備查方式查核。

8. 鼓勵自用發電設備申設，開放團體或自然人均得申設，並得銷售一定容量電能予電業

電業開放自由競爭後，設置相關之自用發電設備規定亦應同時放寬，故明定電業以外之其他事業、團體或自然人得申請設置自用發電設備，由於自用發電設備種類及應行管理之事項繁多，其設置管理應有一定標準，宜由中央主管機關統一規定，簡化程序，並隨社會環境需要適時修正；且自用發電設備除生產電能供自用外，可將電能售予電業，原則上銷售量以其總裝置容量百分之二十為限，除非該設備之能源效率達電業管制機構所定標準以上者，其銷售量得達總裝置容量百分之五十，另外再生能源發電設備可銷售其全部生產之電能予電業，

且因購售契約攸關用戶用電權益及電力市場公平競爭，故自用發電設備售電予電業之購售契約應送電業管制機構備查。

9. 設置「核能後端營運基金」與「電力研究試驗所」

依據本法修正草案第九十四條之規定，「發電業設有核能發電廠者，於其核能發電廠營運期間，應每年按其核能發電之總發電量繳交一定金額充作基金，作為放射性廢棄物處理、運送、貯存、最終處置及設施除役等相關工作所需費用。前項基金之計算公式、繳交期限、收取程序及其他應遵行事項之辦法，由中央主管機關定之。」故未來政府將向發電業設有核能發電廠者徵收核能發電後端營運基金，作為放射性廢棄物處理、運送、貯存、最終處置及設施除役等相關工作所需經費來源。

此外，中央主管機關為進行電力技術規範研究、電力設備測試、提高電力系統可靠度及供電安全，得補助並捐助成立財團法人電力研究試驗所，以配合用電安全、科技發展及社會實際需要。

10. 保障發電業於修正前以公用事業身分而取得之權利，明定於修正後換發電業執照，並修正其原先之營業規則

為配合本法本次修正後電業之經營形態，電業執照應予換發，俾利闡明各電業之經營方式，爰明定應於本法本次修正施行後六個月內申請換發電業執照；屆期未辦理或已辦理而仍不符本法規定者，公告註銷電業執照；經註銷後仍繼續營業者，則依違規營業處罰。

本法修正草案第九十八條規定，「本法修正之條文施行前，專營發電業務，經核定為公用事業之發電業者，其因屬公用事業而取得之權利，得保障至原電業執照營業年限屆滿為止」，按本法修正草案第四條規定，發電業係屬非公用事業，惟目前獲准籌設之民營電廠，

業經行政解釋為公用事業，明定本條文以保障其既得之權利；且電業所訂營業規則及規章與本法不符者，應於修正施行後六個月內修正；本法修正草案第一百零一條，明定本法修正後申設之民間發電業及售電業，定位為非公用事業，故排除「民營公用事業監督條例」相關規定之適用。

二、電業自由化政策與電業法修正草案的爭議議題

依據「電業法修正草案(2014.2.11)」與歷年來各種電業法修正草案版本，由於所欲推行的電業自由化政策架構與市場運作方式不同，其中特別是關係到是否建立電力競爭市場機制與電力產業如何重組以加速自由化鬆綁，俾提升產業的創新與競爭能力，但由於自由化關係到各方既得利益(stakeholders)，在多方角力與妥協下，歷年來各版修正草案中爭議較大的幾項議題可整理如下：

1. 是否全面開放發、輸、配、售各電業部門競爭？

一般世界各國電業自由化政策，皆強調電力產業中可競爭的部門應全面開放重組並引進市場機制促進競爭，而具有規模經濟自然壟斷之部門，則應加強監督與管制，以導正其誘因，來提升經營績效與服務品質。

電力產業的供應鏈可分為發、輸、配、售各個部門，其中又以發電與售電部門在現今科技與技術水準下，已不具有規模經濟自然壟斷的屬性，因此可以全面開放自由競爭，而輸電與配電部門係屬網路服務業者仍然具有地域性的規模經濟與自然壟斷的特性，因此，除了依地域性的規模經濟垂直分割橫向比較(yard-stick comparison)外，無法引進競爭，惟有藉由健全的管制制度來確保其服務提供的品質與效率，但為了預留未來微電網與智慧電網技術發展的空間，亦不必以法律規範全國僅限一家經營。

我國電業係由一家綜合電業壟斷經營，雖有開放民營電業、再生能源發電和汽電共生業者加入市場，但其所生產之電能皆必須由綜合電業收購再轉售予用戶，歷年來電業法修正草案對於是否全面開放發、輸、配、售電業皆有過不同主張，且對綜合電業是否進行分割亦有不

同看法，始終未能定案，此次修正草案則主張開放發電及售電業，並將輸配電業視為電力網業且僅限一家以國營方式經營。照理來說，此種自由化方式應可引進競爭，但衡諸電業法修正草案之法規限制，可發現電能批發與零售市場的競爭非常受限。

2. 是否僅開放發電業與大用戶之購電選擇權的競爭而不須設置電能批發市場？

一般電業自由化的精髓在於廠網分離與競價上網，電力批發市場本身即負有市場搓合買賣雙方的功能，發電業與大用戶可以至電能批發市場集中交易，或者透過雙邊合約交易方式自尋買賣對象，因此，世界各國開放競爭之方式，首要的任務便是建立電能批發市場與交易平臺(PX)，提供各種標準化的電能合約商品，讓買賣雙方有效率的達成交易，並將現貨市場成交的交易直接交付調度，降低交易成本完成經濟調度程序，在此交易平臺上完成之交易，買賣雙方皆對市場管理者負責其電能買賣之結清與結算之義務，並非直接協商交易，亦非與市場管理者進行購售電交易；若買賣雙方有特定的電能商品需求則可透過店頭市場(OTC)或雙邊交易來完成，在雙邊合約交易下，買賣雙方必須進行交易談判，以完成交易簽約。進入批發市場進行交易的市場參與者，主要包括發電業者、大用戶、配、售電業及具有活絡市場功能的電能掮客(如銀行與創投業)等，若不設立電能批發市場與零售市場，僅藉由開放發電業與大用戶雙邊合約購售電之方式引進競爭，其效果誠屬有限且毫無效率，電能現貨價格發現之機能完全無法彰顯，更遑論各種電能期貨商品價格，因此對未來電業之各種投資不具導引作用，且會扭曲市場的訊息影響公平與經濟調度。

3. 已核准之民營發電業是否為非公用事業？

於電業法修正草案通過之前，我國已有四階段開放發電業，目前已核准營運有九家民營電業，約占四分之一的總發電量，此九家發電業皆與台電簽訂 25 年期的購售電合約，由台電按合約價格統一購買並優先調度，因此，民營電業與台電並無競爭關係存在，台電乃唯一的買方，由於台電係國營公用事業，而這九家民營電業經行政解釋亦被視為公用事業。

於電業自由化政策推行後，台電公司將進行廠網分離，發電業與電力網業(輸配電網聯合經營)將不再同屬一家公司，發電業按電業法修正草案係屬非公用事業，電力網業仍維持公用事業之屬性，因此不論由台電分離出來的發電業或既存的九家民營電業與新申設的民營電業皆不再被視為公用事業。然而九家民營電業的 25 年購售電合約之既得權利是否仍應保障至其原電業執照營業年限屆滿為止？或僅保障至 25 年購售電合約期限屆滿為止？或因自由化政策之推行於情勢變更原則下，此 25 年之購售電合約應重新協商處理，以避免發電業間不公平競爭情事之發生？依國外慣例，於情勢變更原則下，對既存電業的購售電合約，多交由管制機構與既存電業協商處理，處理之原則除適度保障原電業合約權利外，須以對消費者衝擊最小方式為之，常見的安排包括差價合約(Contract for Difference, CFD)、競爭過渡費(competition transition charge, CTC)或歸屬合約(Vesting contract)等方式來加以管理解決。

4. 電力調度中心之執掌除調度外，是否應擴及市場建置與運作？

按先進國家電業自由化之經驗，自由化的方式大體而言可分為二大類：獨立調度中心模式(ISO model)及輸電公司模式(TransCo model)，前者對綜合電業不強加分割，但須顧及公平競爭之配套措施而另外建

置獨立的調度中心負責調度與交易功能，後者對既有綜合電業進行分割，而將調度與市場交易的功能交由輸電公司負責，不再另外成立獨立的調度中心。

在我國電業自由化政策由於對綜合電業是否進行分割舉棋不定，因此調度中心是否成立亦成為電業法修正草案的核心問題。若對綜合電業不強加分割，獨立電力調度中心就必須成立，以避免綜合電業球員兼裁判的角色混淆，但調度中心之職掌是否應擴及電力市場的建置與運作？依國外經驗，由於自由化後電力的交易結果須與即時調度整合協調才能達成經濟調度，換言之，電力調度規則規定須按照市場交易的成交順序進行經濟調度，因此，電力調度與交易兩功能必須在即時(Real time)的基礎上進行整合，若將此二功能分散於不同機構，將影響即時調度的效率與安全，故採行 ISO 模式的多數國家大多賦予調度中心除調度功能外，亦負責電能現貨市場的運作。至於不影響即時電力調度的電能衍生性商品或期貨合約，則多交由一般能源交易所負責與一般商品並無差異。

5. 是否廠網分離並成立各種電力競標市場競價上網交付調度？

在輸電公司模式下，廠網必須分離，否則輸電與發電公司角色混淆難以監督防範不公平競爭的各種態樣發生，若廠網不分離就必須採用 ISO 模式，並加強監督管制，以維持市場的公平交易，以確保消費者的福祉。

國外電力自由化下，電力市場可概分為兩類：電能市場(如長期合約市場、日前市場與日內市場)與輔助服務市場(如熱機備轉、平衡市場、再調度市場等)，電能市場強調電能是一般普通商品，電力

的特性則交由輔助服務市場處理，而在美國，電能市場與輔助服務市場是整合一體規劃的，市場結清的演算法是相同的，電力的特性完全融入市場的交易規則當中。歐盟大部分的電能交易是在中長期市場靠雙邊交易或自願型的交易所交易，僅少部分約小於總需求量10%以下是於日前與日內市場交易，至於輔助服務則由獨立調度中心透過各種市場加以購買。不論輔助服務市場或電能市場都可依距離實時調度前發生的遠近，區分為中長期市場(週以上最長可至4-6年)、日前市場、日內市場與實時市場，雖然多數交易是發生在中長期市場，但電力現貨市場與競標制度的設計是進行電力自由化價格發現機制所不可或缺的必要制度性安排，否則調度中心無法進行有效率的即時經濟調度與電能價格資訊揭露，綜整世界各國各種電力市場交易的完整詳細比較分析可見表5.1。

表 5.1 各種電力市場比較與分析

時間軸	中長期市場	日前市場	日內市場	gate closure 收盤	實時市場
	→ Time				
市場	中長期市場	日前市場	日內市場	實時市場	
交易商品	容量、電能(財務或實體)、 輸電權(財務)、輔助服務*	容量、電能(財務或實體)、 輸電權(財務)、輔助服務*		輔助服務*	
運作制度 安排	BT、EX、OTC	BT、EX、Pool		BT、EX	
交易定價 模式	PAB(pay-as-bid) SMP(system marginal price)				
角色功能	電力容量規劃 投資與市場風險管理	電力安全調度、投資與市場風險管理 價格發現機制(電力、輔助服務、輸電容量)			

*備註：1. BT 雙邊交易、EX 交易所交易、OTC 店頭交易、Pool 電力池交易。
2. 輔助服務可分為五大類：轉備容量（熱機）；輸電權（電網壅塞時）；
平衡服務；電壓支持；全黑啟動。

資料來源：本文整理

6. 是否應成立獨立的電業管制機構，來監管電力市場的運作？

依國外經驗，為了確保電業自由化下，市場免於失靈及維持公平競爭並確保消費者福祉，必須對市場參與者進行監督管制，對無法完全競爭的輸配電部門須規範其合理經營行為並提升其績效與經營的誘因，對可競爭的發電與售電部分，則須確保公平交易的市場規則確實遵行，對電力市場的外部性，亦須詳加規範包括碳稅與再生能源義務稅捐的制訂，此外，市場參與者間之爭議調處必須有一客觀獨立之準司法機關負責調解或仲裁，此皆有賴於成立一獨立的電業管制機構來負責，此為世界各國的電業自由化趨勢所然。

7. 是否應維持能源配比政策？

依國外經驗，為了朝向低碳電力系統邁進除再生能源外，針對化

石能源並不會擬定配比，各種化石能源佔比全部交由市場機制決定，若政府行政主管機關對某一化石能源配比有政策性的特殊考量，可透過各種稅費等手段達成，不須干預電力市場運作，至於再生能源因其是低碳電力系統的主幹也是未來溫室氣體減量的必要發電方式，各國多透過價(如 Feed-in-Tariff, FIT)與量(Renewable Portfolio Standard, RPS)的政策形式以干預電力市場。若對各種化石能源訂定強制性的電源配比，將會嚴重影響電力自由化的推行，並增加消費者的負擔，萬不可取。

8. 是否能有效維持市場公平競爭性？管制單位是否應包含公平交易委員會？是否具有市場力檢定之規定？開放競爭的制度安排是否對新進業者造成歧視？

電業自由化政策下，對於電力市場公平競爭的維持十分重要，若缺少相關對於公平競爭的規範，所謂的電業自由化僅徒具形式亦流於表象，觀諸電業法修正草案(2014.2.11)內容，對於公平競爭大多形諸於法條之原則宣示³，較少規範應如何達成公平競爭，除非本草案將未為規定之部分依《公平交易法》對於公平競爭之規範為審查，如此始得確保未來電業自由化政策下電力市場的公平競爭。

而目前對於電力市場公平競爭的事前或事後管制措施較妥適的方法為鑑別市場力 (mark power)⁴，市場中市場力的評估通常以「市

³ 電業法修正草案(下同) §4：「為推動電業自由化、確保用戶用電權益、有效管理電業經營及監督電力市場公平競爭，中央主管機關應成立獨立行使職權之電業管制機構...」。§7 規定：「...電力網業兼營電業以外之其他事業，應以不影響電力網業業務經營及不妨害公平競爭，並經電業管制機構核准者為限...」。§8：「電力調度應本安全、公平、公開...原則為之」。§19：「電業管制機構為前條之許可時，除審查計畫之完整性，並應顧及...電業公平競爭...」。§59：「電力網業應依公平、公開原則提供電力網給所有電業使用，以轉供電能並收取費用，不得對特定對象有不當之差別待遇。但有正當理由，並經電業管制機構核准者，不在此限。」

⁴ 市場力係指廠商改變產品或服務之市場價格的能力。具有市場力的廠商可以提高產品或服務之價格而不喪失其消費群，衡量市場力的要素以產業集中度及市場佔有率為主。

場範圍的界定」及「競爭程度的評估」來進行，前述二步驟概述如下：

(1)市場的界定

市場範圍的界定傳統上是採用 SSNIP(small but significant non-transitory increase of price)檢定，此檢定從認定最小/少可能的商品與地理區域開始，然後開始擴大範圍檢視外部的商品和廠商是否會對市場內的廠商造成競爭的壓力，一般是以假想具有市場力的廠商提升價格約 3-5%且維持一段時間約一年以上來檢驗，檢驗的結果如果不具市場力(亦即消費者與生產者能夠替代商品使其加價無法增加利潤)，則再擴大市場範圍，進行同樣的反覆測試直到無法擴大(亦即可以增加利潤時)為止。以電力市場來說，跨越不同的地區不論是期貨或現貨，雙邊或集中交易，由於市場的流動性高且替代性強，因此可視為是同一市場。然而電力市場的競爭性可能會因時間而不同，例如美國 FERC 將一年分成十個時段來檢視市場力的存在，並訂定代表性的市場價格和確認發電業者的變動成本以便檢視各時段市場的競爭性。荷蘭亦依時段價格的差異，將電力市場分成離峰、尖峰和關鍵尖峰三個市場以便進行市場公平競爭與併購的管制。輸電限制會影響電力市場的地理區域範圍，當輸電容量限制成立時電力市場即被分割，所以凡影響輸電容量限制的因素皆會影響電力市場的範圍。

(2) 競爭性的評估

世界各國一般採用之評估指標為 HHI，此指標廣受學術與競爭管制機構分析使用。HHI 為測量市場集中度之綜合指數，係指該產業中，各廠商之收入占該產業總收入或總資產平方比之平方和，藉以計算市場份額變化，其公式如下：

$$HHI = \sum_{i=1}^N \left(\frac{X_i}{X}\right)^2 = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

X 為該市場之總規模； X_i 為市場中第 i 家廠商之規模；n 為市場中廠商之家數； $S_i = X_i/X$ 為第 i 家廠商之市場占有率。HHI 指數計算市場上前 n 大廠商每家廠商市場份額之平方和。HHI 愈大，表示市場集中度愈高，壟斷程度也愈高。

HHI 指數的使用係基於寡佔市場模型，並假設市場力與 HHI 指數成正比，並與需求彈性成反比，但電力需求彈性若接近零時，此模型便不適用。此外，若電能現貨市場採用競標的形式搓和供給與需求，古典的寡佔模型及其衍生之 HHI 指數便不能解釋發電業者的最適策略性競標行為，也不是最好的測試電能批發市場的指標。

傳統上，市場競爭性的評估係透過廠商市場佔有率的多寡來進行，一個廠商市佔率若超過 70% 即會被認為具有市場力，50–70% 則被認為具有弱市場力 (weaker market power)，40% 以下則不具市場力。基於市場份額的市場集中度指標 HHI 指數亦被用來衡量市場是否具

有競爭性，由於 HHI 係計算各廠商市佔率的平方和，其數值介於 0-10,000 之間，在歐盟若 HHI 數值大於 2000 代表市場過度集中需加以管制，小於 1000 代表不集中，在美國 FERC 認為 HHI 小於 2500 且該廠商市佔率小於 20% 或者 HHI 小於 1000 廠商市佔率大於 20%，該廠商都不具有市場力。HHI 指數理論上係由寡佔市場的模型所導出與支持(Cournot model)，HHI 指數與價格利潤差距(price-cost margin)有下列數理關係存在：

$$(HHI/e) = (p-c)/p$$

其中 e 代表電力需求價格彈性，因此，價格利潤差距衡量市場力的大小會與 HHI 指數成正比而與需求彈性成反比。

電業管制機構或公平交易委員會等管制機關，對於上述市場力緩解的措施如產業重組(divestiture)、長期合約、虛擬電廠、價格上限、報價減緩等，以及對於電業籌設之間之併購與結合以上述兩步驟預測，觀其市場力決定是否核准，不僅可預防不公平競爭現象之發生以及降低事後管制的成本與負擔，更可收健全電力市場公平競爭與合理經營之成效，若管制機關已作事前預防，但因電業間經營良窳或違法情事所致不公平競爭行為，則依然可用市場力的大小來判定是否需要執行產業重組或進行其他事後管制手段，方能維持市場公平競爭。

至於電力批發市場與零售市場之競爭，由於購售電對象不同，電力批發市場係指發電業將電能售予大型電力用戶及配售電業，而電力零售市場係指售電業將電能售予中、小型電力用戶，依照目前電業法

修正草案版本，僅開放發電業競爭並可直供或轉供給大型電力用戶，而所有電力用戶受限於電力網轉供電能之界面技術，未來電業管制機構僅對其逐步開放購電選擇權，易言之，即使未來修正草案通過後，售電業短時間之內依然毫無競爭可言，不僅銷售電能之供給方式受限(限轉供方式)、銷售對象亦受限(限電業管制機構公告之轉供用戶範圍，並且無法與發電業競爭大用戶)，故實質上等同並未開放售電業競爭，售電業必須等待電力網轉供電能界面技術成熟，並經電業管制機構公告後，始能依序有競爭中型及小型電力用戶之餘地。

此外針對電力網業與其他電業之競爭，由於目前草案版本對於電力網業強制規定至遲於修正通過施行七年後，原本台電公司之發電部門(即發電業)必須與輸、配電部門(即電力網業)分離⁵，但並未強制規範原台電公司之售電部門(售電業)必須與輸、配電部門分離，而電力網業經電業管制機構核准後，尚可兼營其他電業(發電業及售電業)及電業外之其他事業，惟須建立會計分離制度，兼之電力網業乃國家獨占經營並僅限一家，且電力網業負有供電義務，得向其他電業或自用發電設備業者購買電能以滿足用戶及其他電業之用電需求，或者建立市場機制統一競標購電，如此將形成電力網業獨買獨賣之人為及自然壟斷，與現今台電公司之綜合電業經營型態並無二致，對於電力產業自由化及其公平競爭相當不利，若放任不理則必然重蹈石油產業(油品市場自

⁵ 電業法修正草案第7條規定：「電力網業應經電業管制機構核准，始得兼營其他電業。

自本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行滿三年後，電力網業與發電業應為不同法人，且不得交叉持股。如有正當理由，得申請延展兩次，每次展期不得逾兩年。

電力網業兼營電業以外之其他事業，應以不影響電力網業業務經營及不妨害公平競爭，並經電業管制機構核准者為限。

電力網業依第一項及前項規定，經核准兼營者，應建立依經營類別分別計算盈虧之會計制度，不得交叉補貼。

電力網業會計分離制度、會計處理之方法、程序與原則、會計之監督與管理及其他應遵行事項之準則，由電業管制機構定之。」

由化)之覆轍，未來恐將演變成台電公司與九家民營公司二者獨大之勢，更遑論開放售電業之公平競爭，因其他新進入售電業之業者根本無法與台電公司旗下之售電業搶食市場大餅；除非在 ISO 模式之下，禁止電力網業兼營其他電業，或是改成 TransCo 模式，強制分割電力網業成為輸電、區域配電公司，僅開放配電公司可兼營售電業。

三、電業自由化政策之評議

1. 世界各國電業自由化改革方式

參考國外經驗，電力市場的改革多以強制性的法律來規範，賦予電力市場自由化與電業結構重整(restructuring)的法源依據，而因國情不同各國對電業自由化所採取之改革方式亦有程度之差異，有改革一步到位(big bang approach)進行電力產業重組分工，將電業依職能進行水平切割(發、輸、配、售等電業)，同時建立各種電能競爭市場，亦有分階段引進自由競爭機制，沿發、輸、配、售漸進式改革。

綜合而言，改革方式有採調度中心模式(ISO model)，對既有具市場力之綜合電業並不強加分割或重組，只要求綜合電業開放其輸配電網供第三者公平公開使用，成立電力市場與調度業務管理之獨立機構(有稱之為獨立系統運作機構 Independent System Operator; ISO 或獨立市場管理機構 Independent Market Operator; IMO)，專責於電力調度與市場之運作，亦即負起電力調度與市場運作與管理之責。或採輸電公司模式(Transco model)，由具有公用事業性質的自然獨佔之輸電公司負責成立系統運作部門(System Operator)與市場管理部門(Market Operator)來調度與管理自由競爭的電力市場，而不再另外成立獨立的調度中心。不論採哪種方式，最終改革之目的都是追求電力市場的全部自由化與公平競爭，期藉由市場競爭機制的設計來促進電力供給與電力資源配置與投資的效率，進而提升國家產業的競爭力與增進社會福祉。

2. 我國之改革方式

我國之電業自由化改革方式原先規劃係採產業重組分割的輸電模式(英國模式)，規劃分割台電公司成立獨立之輸電公司進行電力競價上網調度與市場交易管理，後因既存電業 stakeholders 阻力太大旋而放棄

此模式，改採歐盟與美國採用的所謂調度中心模式(ISO 模式)，不再對綜合電業強制進行分割重組(見圖 5.1)。而依能源局委託中華經濟研究院與紐西蘭市場公司(2002)「電力調度中心先期規劃作業」研究報告中，規劃了我國電力自由化可分為三個階段進行(能源局贊同支持第一與第二階段之實施，第三個階段之實施能源局並不支持)：

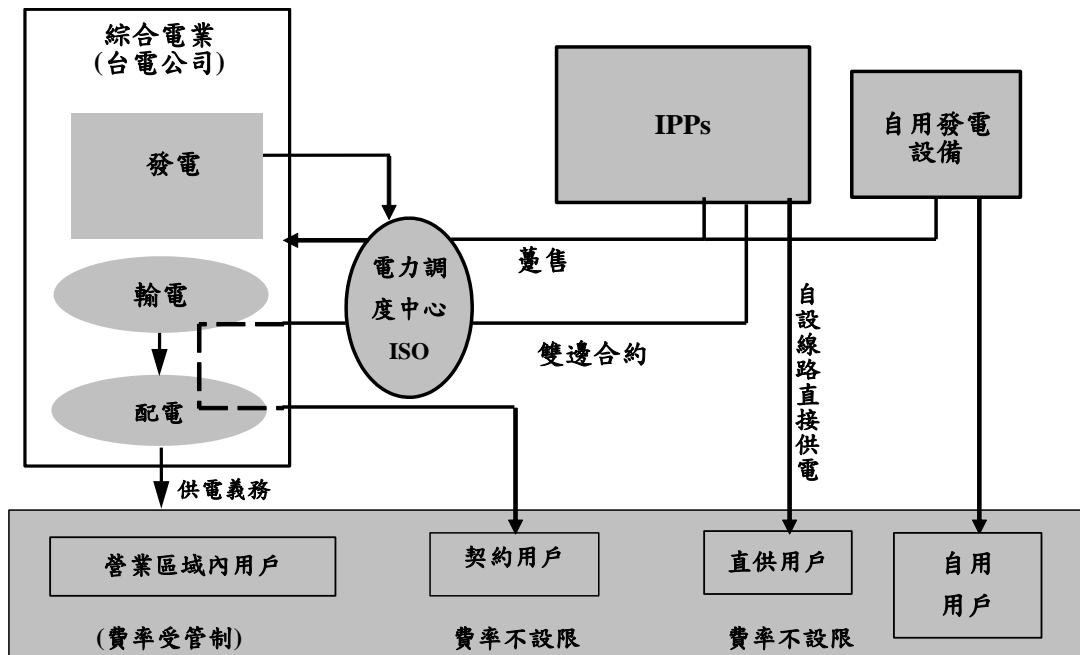
- (1) 第一階段為過渡時期：將台電公司系統運作部門(主要電力調度處)獨立分隔，由其負責系統運作與市場運作。
- (2) 第二階段成立電力調度中心，在所需的系統與程序已經具備且實際運作後，則建立一個完全獨立的電力調度中心較為容易，該階段之其他工作包括：
 - A. 建立一套與台電公司之間制式化的合約關係。
 - B. 建立一套獨立的監督管制機制。
 - C. 擬定電力調度中心與中央主管機關間之正式關係。
 - D. 建立與民營電廠間合約關係。
 - E. 可進一步研擬交易規範，允許民營電廠加入電能不平衡與壅塞管理的過程。
- (3) 第三階段實施雙邊交易及節點定價，並全面開放批發、零售競爭與用戶購電選擇權：為全面發展自由化市場下之電力調度中心，此階段之工作須視第二階段市場發展情況而調整，但以朝向批發及零售市場全面競爭為原則，台電公司必須進行分割成發、輸、配售等電業。

此外，另依能源局委託中華經濟研究院與中菲電腦股份有限公司(2005)於「電力調度合理性之研究」報告中，規劃了我國電力調度的可行方案，分別為「代輸版」與「調度中心」二版本，調度中心版的內

容並採取一步到位的方式，在此版本原始規劃之下，電力調度中心成立後，台電公司原有之調度功能將移轉給調度中心，其應有之職掌可歸納如下：

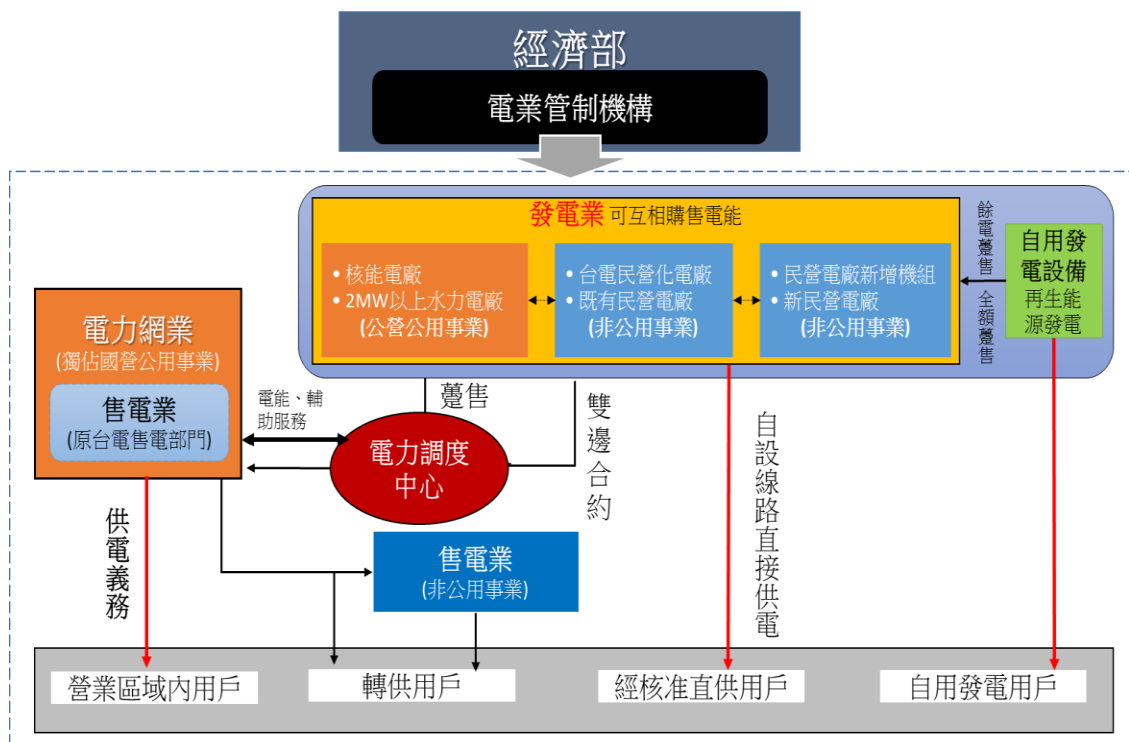
- 輸電網路運作：管理電力系統每日之操作，並維護電力系統安全，進行系統合適性評估。公告評估之細節提供系統資訊(如：負載預測、輸電線路容量)、收集並傳播促使電力市場有效率運作之必要資訊。
- 電力即時平衡市場之管理。
- 輔助服務功能：決定電力市場對輔助服務之需求，並可獲得足夠之輔助服務。
- 結算：根據即時調度程序，調節、結清與結算不平衡電能市場與輔助服務之交易，並寄發帳單。
- 爭議解決：建立爭議調解機制，處理業者間之交易爭議以及業者與調度中心之爭議。
- 責任限制：電力調度中心不必為市場參與者造成的損壞或損失負責。
- 除上述一般調度之職權外，電力調度中心應具備如長期負載預測、電力系統規劃及代輸計量與定價等功能。

然而依經濟部目前最新版(2014.2.11)電業法修正草案中，電力調度中心之執掌僅負責輸電網路系統之運作與管理，並未肩負起電力即時平衡市場之管理、輔助服務功能之提供、各種交易之結算、爭議調解等職責，甚至對於上述職掌之規範付之闕如，若本修正草案真的通過施行，恐有窒礙難行之處，亦阻礙了我國電業自由化之進程。依電業法修正草案(2014.2.11)繪製的電力市場結構如圖 5.2 所示。



資料來源：Wang, King M. (2003), 'Electricity Market Reform: the Deregulation of Taiwan Electricity Supply Industry', Energy Policy, Elsevier Science Ltd..

圖 5.1 原電力調度中心版下電力市場架構圖



資料來源：本研究繪製。

圖 5.2 電業法修正草案(2014.2.11)版下電力市場架構圖

3. 電業法配套修正

為配合我國電業自由化改革以及改革之方式，原先規範以國營獨佔電業為主的「電業法」必須加以修正，原「電業法」分九章 114 條。包括通則(1-16 條)、電業權(17-33 條)、工程(34-56 條)、營業(57-75 條)、監督(76-85 條)、小型電業(86-96 條)、自用發電設備(97-104 條)、罰則(105-113 條)與附則(114-115 條)。與現行「電業法修正草案」相比，架構上相似度達 80%，僅多了「電力調度」與「許可」兩個新增的章節。

觀諸世界各國電業自由化的改革法案之提出，重點皆強調改革方式的付諸實施與配套安排，因此電力產業結構的重組與市場建置以及相關業者之權利義務及監督管制皆為修法重心，我國電業法修正草案經研析後有下列諸多重要缺失，有待改進：

(1) 修正草案缺乏開創性、前瞻性及彈性，無法預防及即時更正將來產業重組及市場設計錯誤之可能後果

電業法法規的修訂係依據政府電業自由化政策而來，但政府電業自由化政策又搖擺不訂，改革方向無法確立，以致於多種修正版本傾軋不止，而我國電業法係行政法規經濟類的母法之一，修訂要經立法院三讀通過，修法程序冗長，自民國 54 年至今已有近半世紀未曾大幅修訂，而當電業自由化改革修正案之提出後亦有近 20 年躺在立法院未能竟修法之功，這是我國的特殊國情。自由化的電力市場強調的是各種短、中、長期的電力市場之建置與正常運作，任何市場設計錯誤的缺失必須能即時加以監督修正，因此剛性的法規條文無法即時修正必造成社會巨大的損失，礙於我國的修法程序與困難度，建議各種修正條文與章節安排最好能簡單有彈性可參考歐盟立法形式，儘量以保持自由化原則和方向來訂定即可，以避免未來

不斷需要修法的窘境，至於細節可交由子法或辦法規定即可不必提
升至母法層次。

- 確定自由化改革方向後訂定簡單架構之修正草案
- 行政與立法機關要依此方向加速電業法修正
- 修定程序要有彈性與效率

(2) 修正草案的架構安排過於拘泥於原「電業法」形式，以致於處處遷就無法展現電業自由化的精神與方向

如前所述，與現行電業法修正草案相比，架構上相似度極高，僅多了電力調度與基金兩個新增的章節，所以目前修法的方式是按原「電業法」的篇章條項款考慮其適用性後逐條加以修正，如此會產生見樹不見林的後果，也無法一窺改革的全貌，畢竟一部原以獨佔公用事業為重心的管理與管制法案架構必然會不同於以市場競爭為重心的改革法案，當然這種修法的架構結果也是政府對電業自由化改革不重視的原因所致，在資源分配上，能源局寧願花數百億的資金進行能源技術的研發與補貼，卻無法花寥寥數千萬元來好好規劃實施電業自由化改革，一部電業法的修正草案數百萬元的拮据研究經費，要如何能訂出開創性的完整配套法案。本文建議上策是徹底揚棄舊的電業法架構，以電業自由化政策以及各種電力市場參與者與規範管制者的權利與義務為重心，依電能批發、零售、電網使用以及監督管制四大構面重新架構另訂電業競爭法草案，章節與條文無須太多，僅規定改革的方向與原則即可，下下策則是維持目前修正草案的架構逐條逐項修正檢討，來調整與修補自由化政策落差。調整與修補的重點在於維持設立改革的框架，揚棄或下放不必要的條文到施行細則或子法中處理。

(3) 目前修正草案同政府電業自由化政策缺乏遠程願景與目標

由於經濟部的改革方案係以成立電力調度中心為最終改革目標，以致缺乏長程的改革願景，電業法修正案對自由化改革遠程的規劃就一片模糊，因此目前的修正版本可以視為只是一部過渡法，它缺乏對電業將來全部自由化的願景描述，也缺乏如何邁向這個願景的過程的具體安排。假如我國電業自由化的願景如同所有先進國家一般，係以電業從批發到零售全部自由化為目標，那麼如何安排零售市場的解制與批發市場的產業切割重組(避免濫用市場力妨礙競爭)必須是修法的重點。現行的草案不僅沒有對各種批發電力交易市場加以規範，亦未對零售市場如何開放做出具體制度安排。尤其是零售市場由於電網業者可以兼營售電業，而全國又以一家電網業者為限且為國營，因此實質上已將我國電力零售市場完全壟斷，電力市場的競爭與效率的遠程目標將永遠無法達成。此外在技術上，由於未來電力系統會朝向低碳、智慧與分散化發展，微電網技術與分散型電力系統是未來電力技術發展的核心，在目前的獨佔電力網業之規範版本下，未來很難有引進此種技術的發展空間。

(4) 電業管制機構與公平交易委員會、金融監督管理委員會、消費者保護會等單位的權責劃分不明

一般世界各國電業自由化改革中需要準司法權進入管制的包括有妨礙市場競爭的獨佔與購併管制，影響市場公平交易管制、影響消費者福祉的電能安全與標準的可靠度管制與獨佔業者的價格或收入管制、市場運作的金融管制等。首先，本次修正草案將上述權責悉數歸予電業管制機構，然而其中並未規劃電力交易市場如何運作，更遑論金管會得以介入電力市場運作的金融管制。其次，修正條文

將電力市場競爭的獨佔管制及公平交易管制權交給電業管制機構，然而公平交易委員會(簡稱公平會)亦掌管市場交易與競爭的公平性，公平會對於電力交易市場的管制應有介入之處，然兩者間是否有管制權的競合需要妥適的考量，當有不服電業管制機構處分者時，學者建議可向公平會提出訴願，然而，電業管制機構在本次修法下雖名為獨立，但仍屬經濟部轄下，其並非是可獨立做出行政處分的機關，仍需經濟部掛名，按現行法制應向行政院提出訴願，本文建議電業管制單位之獨立性應等同公平會，故將其提升位階至相當於中央二級獨立機關的地位有其必要性，既然管制單位不涉及電力政策、電力技術法規擬定及與安全有關之業務，如此提升層級亦未嘗不可，若慮及政府組織精簡或可成立「能源管制委員會」，將其他類型的能源管制(如石油、水、瓦斯、電力與網路屬性業等)一併納入其中，如此方能有效管制，杜絕過往行政權與管制權混淆的爭議。

(5) 修正草案對電力市場具體運作之規範晦暗不明

電業自由化的精神與特徵表現在各種電力市場的運作是否健全，包括有各種合約市場與現貨市場以及批發與零售市場，各種長短期合約市場是必要的避險工具，而現貨市場則是負有電能價格發現的機能，以提供自由化相關各種電能市場之必要價格資訊，且可與合約市場搭配進行避險或靈活操作。反市場行為的制止與預防需靠獨立專責的監督管制機關負責，同時須要求市場參與者要充分公開揭露相關資訊，管制者也要在事前避免修法後寡占型產業結構與供需緊張情勢的發生。我國電業法修正草案在電能市場運作管理方面缺乏規範亦無開創法源，電力調度中心業務專責於系統操作調度，未來草案通過後，各種電能市場之運作恐難以進行，電力調度中心之職掌應擴及各種電能市場之

建置及管理，而非完全交由電力網公司負責。

(6) 電力調度中心與電力網業職掌功能與角色混淆妨礙公平競爭

依國外經驗來說，成立電力調度中心則不需廠網分離，並且由電力調度中心來掌管電力市場的運作，反面來說，若廠網分離則不需成立電力調度中心，廠網分離後，由輸電公司負責電力調度並管理電力市場。而以目前草案版本來看，既成立電力調度中心又廠網分離並非不好，而是依照條文解釋賦予電力網業運作電力交易市場，電力網業既可兼營發、售電業，又可管理電力市場交易，這已是球員兼裁判的角色混淆，絕對會妨害公平競爭，形成獨家買賣的人為壟斷，等同現在台電公司的角色復辟，如此我國電業自由化根本是一場空，故考量法條變動最小的情況下，本文建議電力市場應交由電力調度中心管理才合適，且電力網業不應兼營發、售電業；如非要將電力市場交由電力網業經營管理不可，則法條變動幅度最大，且電力調度業務應由電力網業承接，並另將配電部門分割出去，電力網業不應兼營發、配、售電業，但是各區域的配電業可兼營售電業，如此才可能做到真正電業自由化。

(7) 電力網業與售電業的不公平競爭

不分割輸、配電業則電力網業不得兼營售電業，以促進與確保電力零售市場的公平競爭，否則就必須分割電網業者成為輸、配電業，配電業再按地區，以台電現有的營業區處為基礎再進行的地域性的配電業分割，換言之，在全國僅有一家輸電業與多家配電業之下，才得以允許配電業者兼營售電業務。

以上七大缺失係本研究獨到之創見，下節各項條文的修正將以這七項缺失為原則方向，進行修正討論：

1. 考慮在「電業法修正草案」中有關電力調度中心的部分以專章規範，釐清電力調度中心之具體權責範圍，以強化電力調度中心功能。
2. 監控電力調度中心之項目及其監控方式為何？應明定於條文內。
3. 電力調度中心之執掌除調度外，應擴及市場建置與運作(ISO、IMO)，並建置各種電力競標市場及制訂市場交易規則。
4. 建立依法獨立行使職權的電業管制機關。
5. 電力網業與發、售電業間之不當競爭之處理。
6. 已核准之民營發電業應改為非公用事業。
7. 是否有效維持市場公平競爭性？管制單位是否包含公平交易委員會、是否具有市場力檢定之規定、開放競爭是否對新進業者造成歧視？

四、電業法修正草案之評議

本文建議修訂《電業法修正草案(2014.2.11)》之內容概述如下⁶：

1、電業管制機構

第四條 為推動電業自由化、確保用戶用電權益、有效管理電業經營及監督電力市場公平競爭，中央主管機關應成立獨立行使職權之電業管制機構，其組織條例，另以法律定之。電業管制機構職掌如下：...(略)...。電業管制機構成立前，其依本法應執行事項，由中央主管機關辦理之。

評議：

由於本條針對電業管制機構之獨立性為規範，依《中央行政機關組織基準法》第3條規定，「機構」是機關⁷依組織法規將其部分權限及職掌劃出，以達成其設立目的之組織。而本條所稱電業管制機構雖名為獨立行使職權，然其職權實係由中央主管機關(即經濟部)所劃分出來之部分職權，基於行政一體原則，經濟部對於其轄下的電業管制機構，仍具有左右其決策之影響力，甚難達成所謂的獨立行使職權，故本文建議仿照「國家通訊傳播委員會」或「公平交易委員會」，由中央政府成立「電業管制委員會」甚至「能源管制委員會」，成為相當於二級獨立機關，如此才可能有效地依法獨立行使職權，既然管制機關並不涉及電力(能源)政策、電力(能源)技術法規擬定以及安全有關之業務，則應如此設計，以確保對於電業(能源)之管制監督可徹底執行。

⁶ 本文建議須修正之條文表列於附件一。

⁷ 就法定事務，有決定並表示國家意思於外部，而依組織法律或命令設立，行使公權力之組織。

2、電力調度中心

第十條 電力調度中心專責經營電力調度業務，並應依電業管制機構所定電力調度規則，執行電力調度業務。...(中略)...。第一項電力調度之範圍、項目、程序、規範、費用分攤及緊急處置等事項之管理規則，由電業管制機構定之。

第十二條 為確保電力系統之供電安全及穩定，電力調度中心得依調度需求及發電業申請，要求電力網業提供必要之電能及服務，(下略).....。

第十四條(前略)董事應組織董事會，由董事過半數之同意，就電業管制機構指派之董事中選任一人為董事長。董事、監察人之任期均為三年，連選得連任。

評議：

依本草案規劃欲設立電力調度中心，然依國外經驗既設電力調度中心者，則電力調度中心須負責電力市場的維運，故不應將其職掌僅限於調度電力系統，應包含電能交易市場的運作與管理，畢竟僅靠雙邊合約是無法讓電力市場交易健全的發展，故本文建議電力調度中心的職責應包括電力調度與電能交易兩大項目；另外，電力網業應專責維運電力網線路，不應再負責提供電能與輔助服務，若電力調度中心管理電力市場，則可將必要的電能及輔助服務透過市場機制取得，無須再經由他途；此外，本文建議電力調度中心的董事長人選應由所有董事中產生，並且得到所有董事過半數之同意，電業管制機構不應指派董事長；而電力調度中心的董事、監察人應以連選連任一次為限，若可持續擔任董事、監察人，則電力調度中心的超然與獨立性必將遭受質疑，古云「流水不腐、戶樞不蠹」即為此意，故本文建議電力調度中心的董事及監察人連選連任僅限一次。

3、電能交易市場

第五十九條 電力網業應規劃、興建與維護其營業區域內之電力網及向其他電

業或自用發電設備購買電能，以滿足用戶及其他電業之電能需求。

評議：

本修正草案對於電能交易市場並未提及片語隻字，僅於上述條文之說明提到：「為履行供電義務，明定電力網業得向其他電業或自用發電設備購電；或建立市場機制統一競標購電。」此條文隱性地賦予電力網業建立電力市場之責，又未明確形諸文字，如此立法實在不妥，不妨參考本文上開建議，明文規定將電力市場責成電力調度中心管理，並由電業管制機構制訂電力交易規則以繩之使其運作。

4、電力網業

第七條 電力網業應經電業管制機構核准，始得兼營其他電業。

自本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行滿三年後，電力網業與發電業應為不同法人，且不得交叉持股。如有正當理由，得申請延展兩次，每次展期不得逾兩年。電力網業兼營電業以外之其他事業，應以不影響電力網業業務經營及不妨害公平競爭，並經電業管制機構核准者為限。電力網業依第一項及前項規定，經核准兼營者，應建立依經營類別分別計算盈虧之會計制度，不得交叉補貼。(下略).....

第三十條 電業間依企業併購法規定進行併購者，應由擬併購之電業共同檢具併購計畫書，載明併購後之營業項目、資產、負債及其資本額，先向電業管制機構申請核發同意文件。

評議：

首先，本修正草案施行後，至遲7年內電力網業必須與發電業進行廠網分離，此舉甚好但仍有不足，本文認為電力網業亦必須與售電業進行分離，再者，為避免電力網業重蹈過去綜合電業之覆轍，本文建議應明文禁止電力網業兼營或併購其他電業，否則縱然草案施行七年後廠、網、售分離，但電力網業仍可經核准兼營併購其他電業，如此不但形成壟斷，且其他民營發電業與售電業又豈是綜合電

業之競爭對手，我國電業自由化可說是付諸流水，電力網業若欲兼營或併購電業以外的其他事業，在不影響原有業務經營及不妨害公平競爭原則下無須禁止。

5、微電網及分散式電力系統

第六條 電力網業應為國營，以一家為限。(下略).....。

評議：

慮及微電網或智慧電網及分散式電力系統為未來電力科技發展趨勢，故本文建議電力網業應為國營或公營，國營以一家為限，公營則不限制數目，或者將自用發電設備之定義酌予修改，除可設置主要發電設備外，亦可架設小型電力網；或甚至授權由子法訂定微電網及分散式電力系統相關規範。

6、用戶購電選擇權

第五十八條 發電業除應設置主要發電設備生產電能外，並得向其他電業或自用發電設備購買電能。發電業設置電源線聯結電力網者，得透過電力網轉供電能予用戶。前項轉供用戶之範圍及期程，由電業管制機構定之。下略.....

第六十條 售電業為銷售電能予用戶，得向其他電業或自用發電設備購買電能，不得設置主要發電設備。前項用戶以電業管制機構依第五十八條第三項公告之用戶為限。

評議：

本次修正草案對於用戶購電選擇權的開放採逐步的方式為之，大型電力用戶可與發電業簽約，自設線路直接供電，亦可透過電力網轉供電能，而售電業僅能銷售轉供之電能予用戶，且僅能售予電業管制機構公告之對象，一般而言，售電業負責電能交易之零售市場，但零售市場的交易對象卻被電業管制機構所限制，易言之，用戶購電選擇權隨著電業管制機構之逐步開放而實現，但這對於剛進入市

場的售電業者而言是不利的，電力網業兼營售電業已挾帶龐大的市場佔有率，若電業管制機構開放的腳步太慢，將輕易扼殺了剛起步的售電業，故本文建議應全面開放購電選擇權，若考慮透過電力網轉供電能之界面技術，至少電力網業不應兼營售電業，如此才有公平競爭可言。

7、民營發電業因公用事業而取得之權力

第九十八條 本法中華民國○年○月○日修正之條文施行前，專營發電業務，經核定為公用事業之發電業者，其因屬公用事業而取得之權利，得保障至原電業執照營業年限屆滿為止。

第一百零一條 自本法修正施行之日起，民營公用事業監督條例有關電力及其他電氣事業之規定，不再適用。

評議：

本修正草案對於民營發電業經行政解釋為公用事業而取得之權利，因現今情勢之變更，且變更後所具有之公共利益，遠比信賴保護原則下保障既有利益為大，縱使其信賴值得保護，但本修正草案特意立法從民營公用事業轉變為非公用事業的過渡時期給予保障，並且不受民營公用事業監督條例之拘束，亦即其經營權、會計、各式業務報告、勞資爭議、外資入股等事項均不再受監督，實屬不當，在國外過渡期透過協商方式達成，更少訴諸立法保障其既得利益，故本文建議應改由民營發電業者與電業管制機構協商方式為之，若非以保障其既得權利為之，亦須適用民營公用事業監督條例至其保障期間屆滿為止。

五、本章小結

此次103年2月之電業法修正草案(2014.2.11)所規定之市場架構及電業管理制度，對於因應全球電力市場之民營化與自由化趨勢，已有一定程度的調整與貢獻，然其修正方式尚有疑慮諸如：全面開放發電業及售電業之設立，然而電力網業經核准可兼營發電業及售電業，恐有不公平競爭之疑慮；成立電力調度中心統籌執行電力調度並公平使用電力網，但電能交易市場的建立卻交由電力網業負責，其公平性可疑；另成立獨立行使職權之電業管制機構，俾管理及監督電業經營、確保用戶用電權益及審定電價及相關收費費率，但是該機構仍隸屬經濟部轄下，確實有利政府推動政策，然而其客觀獨立性卻蕩然無存。經本文研析後，針對本次修正草案內容給予建議歸納如次：

- (一) 應成立依法獨立行使職權的電業管制機關，俾確保電業管制機關監理電力市場、電業經營、用戶用電權益及審定相關費率的獨立性，不受上級機關之指揮與干擾。
- (二) 電力調度中心應負責電力交易市場運作，不但可提升電力調度效率，亦可預防電力網業因掌管電力市場交易而濫用其地位，造成不公平競爭。
- (三) 電力網業不應兼營發電業及售電業，而國營的電力網業可兼營發電業及售電業之前提下，新設立的發電業及售電業根本

無從與其競爭，因此電力網業不僅要與發電業分離，也要與售電業分離。

- (四) **售電業應負有供電義務**，電力網業雖為國營公用事業，但此次修正賦予其過多義務，與如今的台電公司幾近無異，故應讓其專責維運電力網系統。
- (五) **對微電網、分散式電力系統等未來電力技術應有彈性規範**，本次修正並未考量未來電力科技之發展，建議畢其功於一役，先預留彈性空間，無論是授權子法訂定，或以不確定法律概念留與電業管制機關界定均可。
- (六) **應儘速全面開放用戶購電選擇權**，即使電力網業不兼營售電業，中小型電力用戶端的零售市場仍然受限於管制機關，本次修正雖立意良善採逐步開放用戶範圍，若欲健全售電業間之競爭則勢必全面開放。
- (七) **不應立法保障民營發電業於自由化過渡期之權利**，雖然在信賴保護原則之下，其既得利益可獲得保障，然我國電力自由化既定政策之走向不變，依情事變更原則，其利益雖值得保護，但亦非一定以立法方式維護，建議透過協商，將該既得利益於過渡期內回收完畢。

陸、電業自由化之電能批發市場設計研析

自英國 1990 年電力市場的改革後，世界各國的電力市場開始掀起自由化的改革，雖然在改革的過程中，各國電力市場自由化程度與具體措施不盡相同，但在步驟上與採取的措施基本上是一致的。首先，將垂直一體化的綜合電力廠商拆解，將發電部門和輸電網路分開；其次，建構電力批發市場，促進電力廠商間的競爭；最後，進一步推動零售競爭。在這些措施中，電力批發市場的建構是相當重要的，因為一個運行良好的電力批發市場是電力市場自由化成功的根本關鍵所在。

所謂電力批發市場，簡言之即是發電商與配電商及電力終端大用戶等買方進行電力大宗交易的場所。但是由於電力系統的複雜性，電力批發市場的構成也變得相當複雜。以下將從電力批發競爭市場模式、電力批發市場的建構、電力批發市場的交易方式來分析電力批發市場的內涵。

一、電力批發競爭市場模式

根據市場的競爭程度，電力市場可以分為四種模式，分別為：獨占模式、單一買方模式、批發競爭模式、零售競爭模式。其中獨占模式不存在競爭，而後三種模式的區別，則在於其存在著不同程度的競爭。

批發競爭市場模式是本章所要探討的主題，批發競爭模式相對

於單一買方模式的競爭程度大，在電力批發競爭模式下，發電商與電網不再是一個垂直整合的廠商，而是將獨占的電力公司縱向分解，使發電廠從電網中分離出去成為獨立電廠，同時建立電力交易市場，使發電廠商在電力交易市場上進行競價上網，這是電力批發市場模式有別於獨占及單一買方市場模式的一個特點。然而，在電力批發競爭模式下，電網仍然保持獨占的營運，且必須向所有電廠實行公開接入，並透過一定的收費方法，向各發電廠收取費用。在配電方面，獨占的配電公司仍然對小型終端用戶實行配電，配電價格受政府管制，但是，允許大用戶從批發市場直接向發電廠商購電，而其購買的電價則由市場決定。這是批發競爭模式區別與前兩個模式的另一個重要特點(見圖 6.1)。

1990 年英格蘭與威爾斯電力市場的自由化改格最早採用批發市場模式，原獨占一體化的中央發電局 CEGB 被分解，常規發電容量劃歸國家電力公司(National Power)和電力生產公司(PowerGen)兩家，12 個核電廠歸核電公司所有，高壓電網和抽蓄電廠則劃歸國家電網公司所有。拆解 CEGB 的同時也建立了電力批發市場，英國最初建立的電力批發市場是日前市場形式的電力池(Pool)現貨強制性市場，後來被許多國家採用。對直接購買電力的大用戶資格的限定，在 1990 年時規定用電功率必須超過 1MW，至 1994 年降為 100kW，到了 1999 年則允許所有用戶自由選擇供電商，轉而進入零售競爭模式。

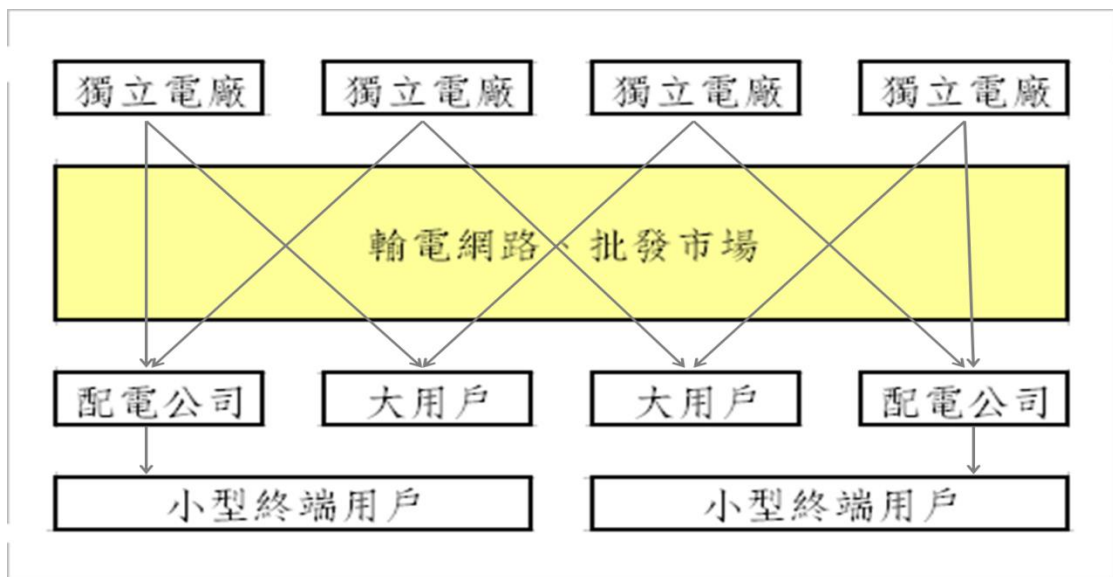


圖 6.1 電力批發市場

二、電力批發市場的建構

電力批發市場的建構是強調市場是由哪些相關的市場所組成，以及這些市場的關係如何。要建立一個有效的電力批發市場，首先就是要確定應該建立哪些必要的市場組合，但事實上，到目前為止並沒有一個統一的方案，本章以下主要針對批發市場中必要的日前市場、實時平衡市場、遠期合約市場、輸電權市場進行說明。

(一) 日前電力市場

日前市場(Day-Ahead Market)是提前一天進行次日 24 小時電力交易的現貨市場。舉例而言，本日下午兩點進行日前競價，安排明日一天中每一個小時的電力供應數量與價格。發電廠商在日前市場的銷售量與市場價格的確定是一個集中拍賣過程，該拍賣過程由獨立系統調度機構(Independent System Operate, ISO)，以電力交易所或

電力池的形式運行。獨立系統調度機構組織拍賣的基本原則是極大化社會福利，亦即是極大化消費者剩餘與生產者剩餘的加總。

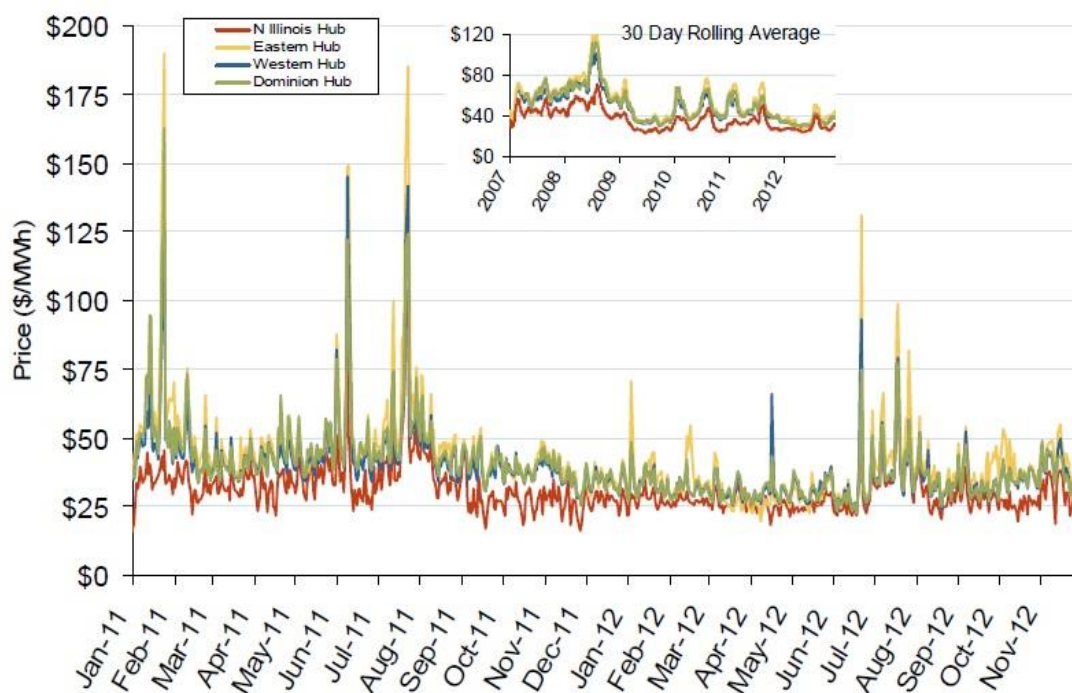
日前市場的拍賣過程，首先，發電廠商向獨立系統調度機構(ISO)提出詳細的電力供給表，詳細說明未來一天中每一個小時願意提供的電量與價格，而報價方式，可以一天只有一個報價，或是每一個小時報價一次。ISO 收集到電廠的供給表單報價後，依此建立電力供應曲線，ISO 在考慮輸電線路的容量限制以及各個發電廠的機組特性後在根據有無需求面競標，來計算出日前市場的結清價格。

一旦市場價格確定，此一價格將做為系統邊際價格統一支付給被調度到的發電廠商，而那些報價高於系統邊際價格的發電機組將不被調度。被調度的發電機組必須按規定在第二天的約定時間進行發電以提供電力，如果發電廠臨時無法提供電力必須進入到實時電能平衡市場補齊合約位差，否則將受到懲罰。

日前市場的價格會隨著電力供需的不同而變化，由於電力需求相當缺乏彈性，而電力供給在短期內也不可能大幅增加，因此日前市場電力價格的波動可能會因電力供需突發狀況而產生相當巨大的波動，甚至會出現價格狂飆(Price Spike)的情況(見圖 6.2)。

之所以要建立日前市場，和電力系統要求供需實時平衡的特徵分不開，若沒有日前市場，發電廠商可以透過臨時退出供電等手段來操縱市場，提高市場價格。因此 ISO 必須提前數小時安排供電計

畫，如果發電廠在最後一刻違背承諾，則 ISO 不得不透過輔助服務市場來調用能迅速啟動的機組，而這些機組的成本較為昂貴。在日前市場制度下，發電廠商的價格與數量提前一天就被鎖定，可以有效遏制市場力與調度安全的問題。同時，需求面的電力用戶亦能提前得知市場現貨價格，並有一天的時間做出用電選擇與安排。



資料來源：PJM Electric Market (2012)

圖 6.2 PJM 每日平均前一日價格走勢

(二)實時平衡市場

如前所述，日前市場計算出市場結清價格所用的需求數據是 ISO 根據經驗預測的，而且是獨立系統調度機構前一天的安排，在接下來的一天時間裏有很多情況會發生變化，因此實際的電力供給和需求發生偏差是不可避免的。這些偏差主要是由兩種原因造成：(1) ISO

在日前市場對未來一天電力需求預測不準；(2)被調用發電機組可能發生意外停機或故障，受機組運行限制條件(包括啟動時間、停機時間、最小關機時間、最小停機時間、機組升降載率等)約束，風力發電、水力發電和太陽能發電機組因自然條件發生變化而引起偏差。當發電量和電力負載出現偏差時，自動發電控制機組(AGC)會在幾秒鐘內自動調節出力，但是 AGC 容量往往有限，系統調度機構必須週期性恢復 AGC 機組的基本運行點。此時，ISO 必須從實時平衡市場購買電力來替代 AGC 機組容量，以保持電力供需實時平衡。一般實時平衡市場最短可以是 5 分鐘市場，即每隔 5 分鐘實時平衡市場結清一次。

實時市場的拍賣分為兩類，一類是針對增加發電量和減少用電量的增量競價(Incremental Bid)，另一類則是減少發電量和增加用電量的減量競價(Decremental Bid)，當發電容量有剩餘時，ISO 希望某些已被調用的機組停止發電(但發電機組仍然按遠期合約或日前競價安排獲得收益，就像沒有退出發電一樣)各發電廠商則提出自己願意為此支付的最大價格，能消除不平衡電量的最高報價即做為實時市場價格。例如，某發電廠商已在日前市場以 20 元/MWh 的價格出售電力，且在實時市場減量競價中以 18 元/MWh 的價格得標，則該發電廠商獲得 2 元/MWh 的額外收益。相反地，在發電容量不足的情況下，系統調度機構希望有更多未被調用的發電機組參與發電，

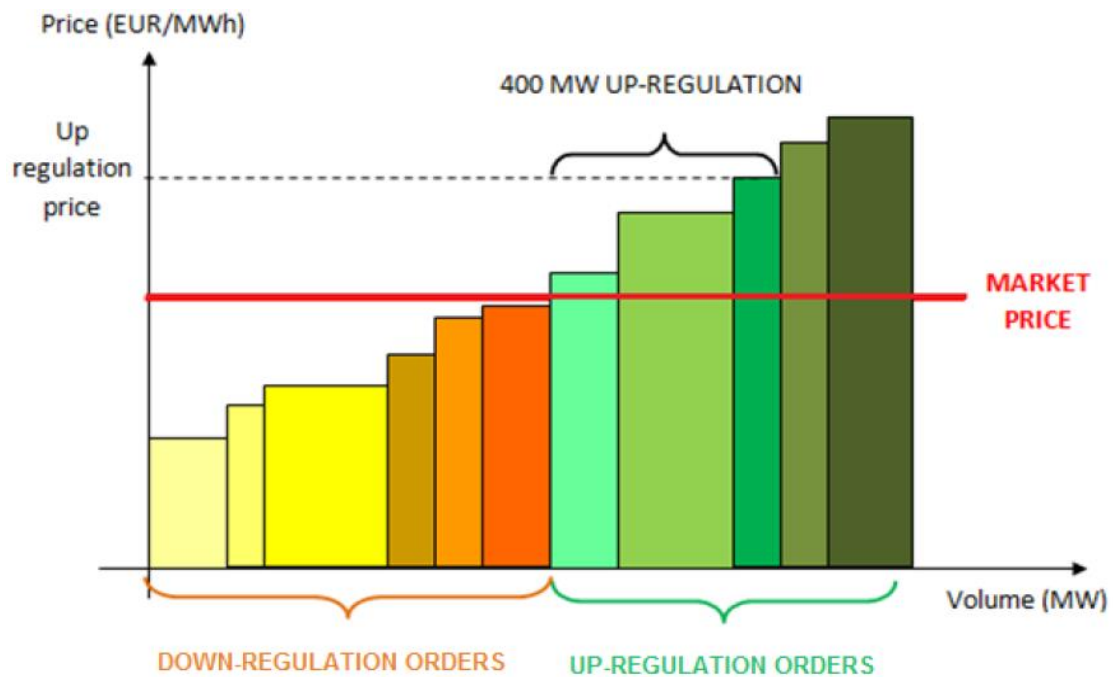
各發電機組則報出自己願意發電的最低要價，能消除不平衡電量的最低報價即成為實時市場價格。

值得一提的是，實時平衡市場不能是純粹的雙邊交易市場，因為雙邊交易模式下買賣雙方必須花時間尋找各自的交易對象，而電力系統的實時平衡要求則不允許交易雙方的交易進行的太慢。相對而言，電力池和電力交易所則充分發揮了獨立系統調度機構的作用，可由 ISO 從任一個發電者買入電力，而節省了相當的操作時間。

實時市場的結算不同於日前市場和遠期市場的價格結算方式，在系統結算的過程中，透過日前市場和遠期合約銷售的電力按日前市場和遠期合約確定的價格結算，而實時市場銷售的電力則按市場價格結算。例如，某發電廠商在日前市場以 P_1 的價格銷售了 Q_1 的電力，而在實時市場的真實出力為 Q_0 ，實時價格為 P_0 ，則該發電廠商的最終收入是 $P_1 \times Q_1 + P_0 \times (Q_0 - Q_1)$ ，這就是電力市場中所謂的雙重結算制度。

實時市場之目的有二：各國的 TSO 負責運作實時市場(real-time market)或稱調節市場(regulation market)，藉此處理電能供需不平衡事件以確保電力系統安全，並作為市場參與者之電力不平衡計價依據。實時市場的運作方式有二，分別為上升調節(up-regulation)與下降調節(down-regulation)。上升調節乃指當用電量非預期性增加或機組發生事故時，必須增加發電機組調度以解決供需不平衡問題，最低標價成為市場價格。當有需要增加發電時，TSO 會由上升調節標

單中選擇價格最低者。反之，下降調節則剛好相反(圖 6.3)。此法用以減少區域間的電力需求誤差並維持電力系統的頻率穩定。



資料來源：The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market, Nord Pool Spot AS, (2012) .

http://kom.aau.dk/project/edge/repository/02_literature/PowerSystem/

圖 6.3 北歐電力池實時調節市場運作方式

(三)遠期契約市場

由於電力不能被經濟的儲存，而且要求供需保持實時平衡，因此電力市場價格的波動要比其他商品市場價格的波動大得多，而電力需求缺乏彈性則更進一步地加劇了電力價格的波動。劇烈波動的短期電力價格使得電力市場的買賣雙方面臨高度的風險，因此買賣雙方都傾向於經由簽訂遠期契約來規避風險。事實上，在大多數電力市場中，大多數的電力都是透過遠期合約完成交易的。

遠期契約市場一般在現貨市場開始之前進行，遠期契約承諾在未來某個時期以合約規定的價格和數量向買方提供電力。在現貨市場，發電廠商的發電量並不一定和遠期契約約定的發電量一致，當廠商的實際發電量大於契約銷售量時，除契約約定的電量以契約價格交割(delivery)外，超額的部分以現貨市場價格出售；當實際發電量小於契約約定的電量時，不足的部分則必須從現貨市場以現貨價格購入加以彌補。例如：某發電廠商擁有 200MW 的發電容量，生產成本是 200 元/MWh，並簽訂了 100MW 電量的遠期契約，當現貨市場價格為 150 元/MWh 時，發電廠商將不會接受 ISO 的調度，而是在現貨市場以 150 元/MWh 的價格買入電力來履行契約，如此廠商可以節省 5000 元的成本。反之，當現貨市場價格超過 200 元/MWh 時，該發電廠商所有 200MW 的發電容量都將接受調度，其中 100MW 以遠期契約約定的價格出售，另外的 100MW 則按現貨市場價格出售。

在現實當中，各電力市場的遠期契約在設計上會有所不同，但其本質是一樣的。例如英格蘭與威爾斯強制電力池制度下，電力市場的價差契約(Contract For Difference, VFDs)占了全部電力銷售的 85%~90%，契約持續期限最長達 15 年，最短則只有幾個月。價差契約包括單邊價差契約(One-Way CDFs)與雙邊價差契約(Two-Way CDFs)，如果發電廠商和買方簽訂的是單邊價差契約，當現貨市場

價格高於合約價格時，則以合約價格交割；而當現貨市場價格低於合約價格時，則以現貨市場價格交割。如果簽訂的是雙邊價差契約，則不管現貨市場價格是高於還是低於合約價格，都以合約價格交割。事實上，單邊價差契約相當於選擇權契約，而雙邊價差契約相當於期貨契約。此外，英國電力市場還存在一種短期的電力期貨協議(The Electricity Forward Agreement, EFAs)，相對於價差契約，此種契約持續期間較短、成交量較少。而在其他歐盟國家，則遠期契約就不以差價契約為主，而是包含各種型式的衍生性電能契約商品。

(四)輸電權市場

電力市場自由化之後，發電業者與電網進行分割，不再屬於同一個利益共同體，因此，要如何保證發電業者公開、公平且公正的接入輸電網，輸電權使用制度就變得十分重要。雖然輸電權制度並不是唯一的方法，還有一些其他的方法亦能解決公開接入的問題，但是輸電權制度可以有助於電力市場的交易，外國已有許多電力市場已採取此種制度。

所謂輸電權是指允許輸送一定容量的權力，它賦予其所有者使用一定輸電容量或是一定經濟利益的權力。輸電權通常可分為財務輸電權(Financial Transmission Rights, FTRs)和實體輸電權(Physical Transmission Rights, PTRs)。FTRs 為市場交易者規避價格波動風險的金融工具，網路發生輸電阻塞時其所有者獲得經濟補償，以獲得

電能價格的長期穩定性。FTRs 以節點價格為基礎的點對點權力，其價值等於該財務輸電權所涵蓋的兩節點價格的價差。當輸電限制發生時，擁有財務輸電權者可獲得一筆租金所得(rental income)，沖銷其因壅塞而多支付之費用，以做為財務補償。例如，一份從節點 A 到節點 B 的財務輸電權，其價值是 $K \times (|PB - PA|)$ ，其中 PA 和 PB 分別是節點 A 和節點 B 的價格，K 是該財務輸電權的輸電容量，因此，財務輸電權賦予所有者獲得一定收益的權力，但是並不表示財務輸電權的所有者有優先使用該輸電線路的權力。任何一個發電廠商只要報價夠低都可能被調用，而不管其是否擁有相對的財務輸電權。反之，發電廠商如果報價抬高，則即使擁有財務輸電權也不會被調用，但是仍然獲得該財務輸電權的租金所得。實體輸電權則和財務輸電權不同，它賦予該輸電權所有者優先使用某輸電線路的權力，但不會給實體輸電權所有者帶來直接收益。在實體輸電權制度下，發電廠商如果要傳輸電力，則必須事先擁有輸電線路的輸電權。財務輸電權和實體輸電權都可以在次級市場上買賣，即形成所謂的輸電權市場。

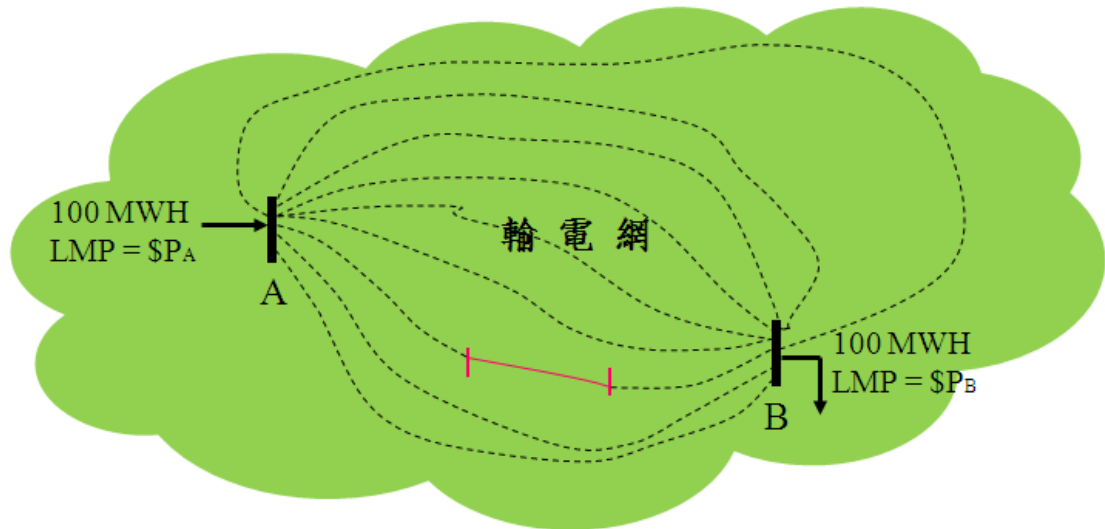


圖 6.4 財務輸電權

實體輸電權往往和分散交易模式聯繫在一起，而財務輸電權則和集中交易模式結合在一起。事實上，財務輸電權和實體輸電權在一定程度上是具有相同意義的。財務輸電權可以看成是可交易並可自由轉讓給賦予它較高價值的買者的實體輸電權，例如，某發電廠商持有財務輸電權，但由於報價較高以致未被調度，則他可以將財務輸電權出售給被調度到的發電廠商，以獲得相同的收益。而實體輸電權的所有者如果自己不使用該輸電權，則可將其出售而得到與財務輸電權一樣的收入。

不管是財務輸電權還是實體輸電權，都具有規避風險的作用。如果一個發電廠商要將 100MW 電力從 A 地輸送到 B 地，在沒有輸電權的情況下，將面臨輸電費用波動的风险，因此，發電廠商可以事先透過購買實體輸電權來規避風險，因為一旦有了實體輸電權就可以獲得優先傳輸電力的權力，所需支付的只是該輸電權力的費用

(見圖 6.4)。發電廠商也可以透過事先購買 100MW 的財務輸電權來規避風險，如果 PA 和 PB 分別表示節點 A 和節點 B 的實時價格，則該發電廠商在 A 地銷售電力的收入為 $100 \times PA$ ，而在 B 地購買電力的支出是 $100 \times PB$ ，則財務輸電權的收益是 $100 \times (PA - PB)$ ，該發電廠商的支付為 0，因此完全規避了輸電費用波動的風險，只是支付了事先確定的財務輸電的購買費用而已。

值得注意的是，實體輸電權容易造成市場力操縱的問題，因為實體輸電權能夠排斥用戶使用輸電容量，市場參與者可以透過禁止線路准入、人為提高或壓低某地的價格而破壞競爭。例如，某 A 地到 B 地的實體輸電權所有者如果在 B 地擁有電廠，他可能因此而排斥 A 地的發電商使用該輸電線路，因此提高 B 地的電價牟利，而財務輸電權不存在這種問題。另外，實體輸電權是針對每一條具體線路而言的，假設電流是可以追蹤的，這在現實中是不可行的，而財務輸電權則不存在這一問題。基於上述原因，目前世界各國成熟的電力市場中應用的主樣式為財務輸電權市場。

三、電力批發市場的交易模式

到目前為止，電力批發市場尚沒有標準的組織形式，不同的電力市場在具體交易方式上都有所區別，根據其對市場的依賴程度不同，可以分為集中市場交易和分散交易兩種模式。集中交易和分散交易的區別在於，是否由 ISO 管理實時交易市場，並使之與不平衡

電量、擁塞管理以及輔助服務保持一致。

(一)集中交易模式

集中交易模式充分發揮了獨立系統調度機構的作用，在整個交易過程中獨立系統調度機構處於核心地位，日前市場、輸電權市場和實時平衡市場都處於其組織管理之下。在該模式下，獨立系統調度機構除了安排交易雙方的遠期契約外，同時運行一個日前市場(或小時市場)，發電廠商在日前市場透過拍賣競價上網，競價過程由一個最適化電腦程式計算得出市場價格，所有競價水準低於市場價格的發電商都可以上網接受調度。ISO 在實時市場中透過增量或減量拍賣以消除不平衡的電力。除了日前電力市場與實時平衡市場外，ISO 同時計算系統各節點的節點價格(或區域價格)，並進行一個輸電權市場的電網阻塞管理。總之，集中交易模式下日前電能市場、實時平衡市場與輸電權市場相互緊密關聯在 ISO 的管理下運行。

集中交易模式除了考慮輸電系統的必要複雜性之外，也提供了具有誘因機制的運行規則，而且獨立發電商不必為自己生產的電力尋找銷路，有助於加強發電市場競爭的活絡。然而，一些經濟學家認為集中交易模式有兩個主要問題：一、無法提供真實的報價誘因。集中交易模式假設在日前市場集中報價的過程發電廠商會自動顯示他們的生產成本，但事實上在這樣複雜的競價程序下很難保證誘因不被扭曲，在不完全競爭的市場下發電商往往利用競價過程操縱市

場以取得額外的收益。2011 年以前英國的集中交易的電力池制度就因為嚴重的發電廠商市場力問題而被後來新交易協議制度下的分散交易的雙邊交易取代了。二、訊息不完全流通導致低效率。集中交易模式中，獨立系統調度機構不但介入管理日前市場、輸電市場和實時平衡市場，也介入備用容量市場，整個系統的運行主要依靠獨立系統調度機構的指令，授權和對合約部位偏離的懲罰來執行，這將壓制發電商利用自己本身發電機組更詳細私有訊息獲利的可能，這可能會降低整個系統的運行效率。

英國電力市場化改革最初建立的電力池是典型的集中交易模式，在電力池交易模式下，每個發電商向 SO (英國國家電網公司)提交一個供給表，說明在何種價格下願意提供多少電力，SO 在獲得發電商的供給表後，根據報價的高低建立一條供給曲線，並根據預測的第二天需求，在供需平衡的前提下將最後一個被調用的機組報價確定為市場結清價格，也即系統邊際成本(SMP)。英國的電力池以半小時為一個單位，每天分成 48 個時段，每個時段都計算一個交易價格，48 個時段結束後，發電商重新向 SO 報價。最初時，英國的電力池交易的輸電擁塞管理和實時平衡管理主要是依靠行政命令以附加費用的方式來徵收(uptift fees)，而非依據輸電權市場與實時平衡市場，因此產生輸電業者的暴利(windfall profits)和黑箱作業之譏(black box)。這在世界電業自由化的改革浪潮中曾掀起小小的泡沫漣漪。

(二)分散交易模式

分散交易模式的目標是盡可能減少獨立系統調度機構的作用，因而更能發揮市場的競爭作用。在分散交易模式下，雖然獨立系統調度機構也負責不平衡電力，但卻不運行期貨市場，電力的交易主要是由發電商和買方的雙邊交易或店頭市場交易來完成，ISO 也不需要知道買賣雙方交易的確切價格，但必須知道交易的時間和傳輸路徑，以便安排電力的實時傳輸，ISO 則在實時運行之前的某個時刻開始依照合約內容交割電力。

由於電力以接近光速傳送，要多個電力市場協調一致並不容易，因此分散交易的討價還價並不是市場運作的有效方式，由於時間上的實時要求和系統控制的需要，現貨市場集中交易要優於分散交易。此外，集中市場對電能商品的標準化與常規化要求，使得交易雙方的參與數目擴大，也進一步增加了市場交易的效率並降低了交易的成本。

2001 年英國廢除了原來集中交易的電力池制度，轉而採用以分散交易為主的新交易協議制度(New Electric Transaction Arrangement, NETA)，新交易協議制度由一個三套交易系統構成：遠期期貨市場、短期雙邊市場及平衡市場，其主要目標就是允許售電方和購電方面面對面進行交易，以避免出現以往強制性電力市場(電力池)中的一些弊端。對發電商與購電商的合約部位之平衡係通過平衡市場來進

行，在實時調度之後若仍有不平衡的部位再以不平衡的雙元結算價格來處罰，以激勵買賣雙方能恪守合約部位的平衡⁸。

四、本章小結

本章內從電力體制改革的模式、電力批發市場的建構和電力批發市場的交易方式三個角度對電力批發市場競爭進行了較為細部的說明。

雖然世界各國的電力批發市場在具體建置上有所不同，但基本的宗旨是一致的，即如何才能更有利於促進電力市場的競爭與提升效率降低交易成本。事實上，雙邊交易和集中交易制度越來越被各國所共同採用，因此，混合雙邊與集中交易的制度共存模式是未來發展有效率的電能市場之必然趨勢。

一個成功的電力批發市場至少要達到兩個目的：短期而言，在滿足技術要求的前提下，盡可能促進電力市場的競爭與最適化的電力即時、經濟與安全調度；中長期來說，應能引導電力(包括發電容量和輸電網路)投資的有效決策。兩者同為影響電力批發市場競爭成功的關鍵因素。

⁸ 「雙元結算價格」係指電力市場價格以前一日之預測價格與當日現貨價格加權而得。

柒、電業自由化輔助服務市場研析

一、輔助服務概述

在自由化的電力市場環境下，輔助服務(Ancillary Services, AS)是確保電力市場維運安全可靠的重要組成部分，因此，這就需要健全的機制來刺激市場參與者提供輔助服務以維護電力系統能安全運轉，並能確保他們有足夠的收益。因此，在自由化的電力市場下，輔助服務指標的量化、成本分析及其定價是一個需要解決的重要問題。

(一)輔助服務的定義

輔助服務之所以稱為輔助性質是相對於電力生產、輸送和交易的主市場而言的。目前國際上對輔助服務市場發展問題的研究在很多方面尚無共識，各國都依據自己的模式實施相對的規則，而不同學者對輔助服務的定義和內容的劃分亦有所不同。以下列舉幾個不同機構對於輔助服務的定義：

1. UCTE(歐洲輸電協調聯合會)：Operation Handbook, 2004

Ancillary services are Interconnected Operations Services identified as necessary to effect a transfer of electricity between purchasing and selling entities (transmission) and which a provider of transmission services must include in an open access transmission tariff.

輔助服務是必要的輸電運轉服務以確保能將電力從賣方送達買

方，此服務的提供必須包含於公開的輸電費率之中。

2. FERC(美國聯邦能源管制委員會)：Order 888-A, 1996

Ancillary services are services necessary to support the transmission of electric power from seller to purchaser given the obligations of control areas and transmitting utilities within those control areas to maintain reliable operations of the interconnected transmission system.

輔助服務是支援從賣方到買方的電力輸送之必要服務，是在輸電公司和控制區域維持可靠輸電系統運轉之義務條件下所設定。

3. EURELECTRIC(歐洲電力聯盟)：Connection Rules for Generation and Management of Ancillary Services, 2000.

“... those services provided by generation, transmission and control equipment which are necessary to support the transmission of electric power from producer to purchaser”

輔助服務是由發、輸電和控制設備所提供的支援電力從生產者到買方傳輸之必要服務。

4. EURELECTRIC(歐洲電力聯盟)：Ancillary Services, 2004

Ancillary services are all services required by the transmission or distribution system operator to enable them to maintain the integrity and stability of the transmission or distribution system as well as the power quality.

輔助服務是由輸、配電系統經營者為維持輸配電系統穩定安全和電力品質所需要的所有服務。

總結以上不同機構對於輔助服務的定義，可知輔助服務的共同點即是幫助電力系統安全可靠，也就是幫助維持電力系統安全運轉的一些必要的服務，因此，我們可以從四個面向來定義輔助服務：

從發電的角度來考慮，可認為輔助服務是發電廠為保證電力系統安全可靠運行而採取的必要措施。

從輸電的角度來看，可以認為輔助服務是為了完成將電力從發電廠輸送到用戶之輸電的主要功能，並保證安全和品質所需要採取的所有輔助措施。

從運行管理的角度來看，可把在當日的即時運行中，由於一些不可預測和不可控制的原因，如交易的臨時變動、負載的隨機波動以及機組的強迫停運等，為保證供電品質和可靠性要求而要有一個有功(有效電力)、無功(無效電力)的即時平衡服務以及其他的運行服務，稱輔助服務。

從系統控制的角度出發，可認為輔助服務是由控制設備和操作者執行的有關功能，這些功能是發、輸、控、配電用以支援基本的發電容量、電力供應和電力傳輸服務。

不同的系統有著不同的輔助服務需求和定義，主要是由於輔助服務取決於電力市場型態，換言之，電力市場的結構和模式的不同

影響到各自對輔助服務的定義和分類，不同的國家甚至電力公司對輔助服務的定義都不盡相同。目前尚未能對其進行統一和確定標準。

輔助服務的提供方式取決於以下因素：

- (1) 系統協調方式：有無統一的電力調度中心決定了輔助服務供應的模式。
- (2) 電力生產結構：決定輔助服務的重要程度，例如，是火力發電占優勢還是水力發電佔優勢。
- (3) 電網結構：決定各種輔助服務的具體需求。
- (4) 管理模式：電力市場發展的不同階段，為避免過於劇烈的波動(包含價格、電力的波動)，可以採用不同的輔助服務定價方式。
- (5) 標準：電力系統的運行規模不同，就難以定義一個通用的品質和安全標準。
- (6) 量測和監視系統：輔助服務定價採用的演算法要以系統的量測和監視規模為基礎，規模較小的電力系統不能採用那些資訊需求較大的演算法。

至於需要有輔助服務原因，主要是由於電力不同於其他商品，電力必須維持供需平衡與安全性，在電力市場自由化的進程中，如果不經由滿足電力系統運行上的標準來達到確保電力供應的穩定性和可靠性，就不可能實現電力市場的公平競爭，電力市場就無法發

揮其作用，最終導致難以達到電力自由化的根本目的。例如，美國在 1996 年 7 月和 8 月所發生的兩次西部地區大停電，提醒人們重新認識電力市場自由化過程中的電力系統安全可靠應維持其所應有的地位。這顯示自由化可能間接導致電力系統發生安全性的問題。因為在自由化之下廠商追求自身利潤最大的同時，往往忽略了對於安全性的要求，而輔助服務可以克服自由化下的安全缺乏問題。

在電力市場自由化之初，尚未注意到輔助服務的重要性，但經過多年的試驗，逐漸發覺輔助服務在自由化電力市場的不可或缺之重要性。因此，輔助服務簡言之就是輔助電力市場技術上維持安全運轉的交易，以及輔助電力系統達到安全性運轉的要求。

(二)輔助服務的分類

電力市場中的輔助服務項目主要包括:負載追蹤與頻率控制、旋轉備用(備轉容量)、運行備用、無功備用和電壓控制、發電再計畫、電能不平衡處理、全黑啟動及穩定性控制服務等，圖 7.1 即為以歐洲電網為例的輔助服務分類。以下概要說明幾項主要輔助服務之內容。

(1)負載追蹤與頻率控制:在於即時處理(< 30 秒)較小的負載與發電功率偏差，以維持系統頻率，使控制區內負載與發電功率偏差及控制區之間的交換功率實際值與計畫值之間的偏差最小。

(2)旋轉備用:由於發電或輸電系統故障，使負載與發電功率發生

較大不平衡，能夠保證 10-15 分鐘內增加的同步容量(增加或降低)，以恢復負載追蹤服務的水準。對水力電廠來講，旋轉備用一般為總容量的 10%；對火力電廠，旋轉備用值為最大發電功率與當前發電功率的差值。在傳統運行方式下，旋轉備用容量是確定的，一般定義為系統中最大機組的容量 (或是其 1.5 倍)(類似 N-1 的條件)，或者定義為系統負載的一定比例。

(3)運行備用:指能在 20~30 分鐘內啟動並達到正常發電功率，也包括可斷電負載，用於恢復旋轉備用的水準。運行備用通常由水電機組、燃汽輪機組等尖峰機組提供。

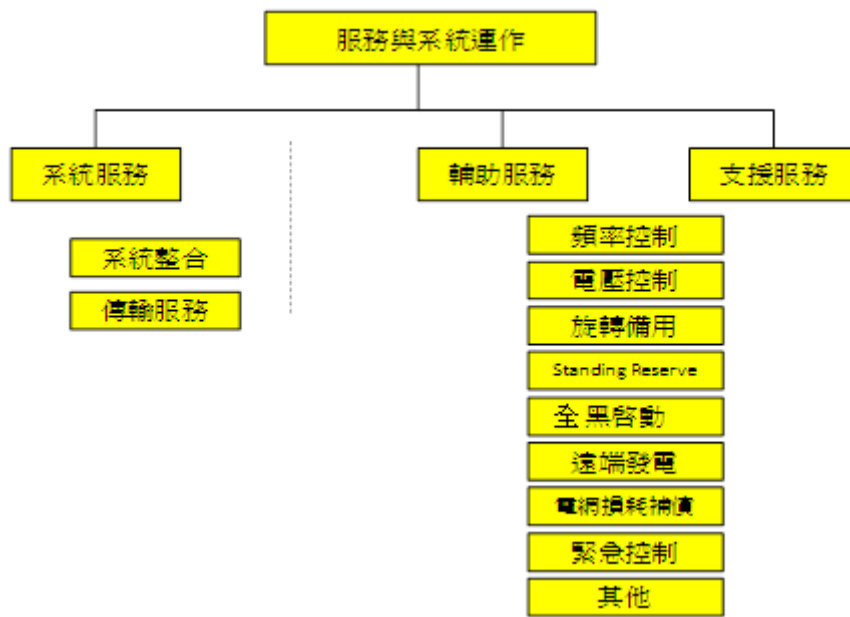
(4)無功備用和電壓控制:經由發電機或輸電系統中的其他無效電源向系統注入或從系統吸收無效功率(即增減無效電力，使系統平衡)，以維持系統各節點的電壓在允許範圍內。

(5)發電再計畫:正常運行時對於較大的發電與負載功率偏差，調度中心要重新安排各機組的發電功率(即線上重新經濟調度)。

(6)能量不平衡處理:在電力市場交易中，如何補償實際交易電力與計畫交易電量的不平衡而造成市場成員收益的減少額。

(7)全黑啟動:整個系統因故障停止運轉後，不依賴其他電網，透過系統中有自啟動能力的機組，逐步擴大電力系統的恢復範圍，最終達成整個電力系統的恢復。

(8)穩定性控制服務 (FACTS, PSS, ASG)。



資料來源: Anupama Kowli (2013).

圖 7.1 歐洲電網的輔助服務

(三)輔助服務的市場模式

輔助服務的市場模式有統一型、投標型、雙邊合約型三種，或是其中兩種的結合。

統一型是指輔助服務由市場操作者統一安排，各市場參與者必須提供的服務，結算時市場操作者根據各參與者對輔助服務要求的執行情況給予評比。

投標型是指各市場參與者對某種輔助服務進行投標，市場操作者根據投標情況來排定優先次序和制定供應計畫使輔助服務的總費用最小，並根據系統的邊際成本對參與者進行結算。

雙邊合約型是指需要輔助服務的使用者直接與提供者簽訂雙邊合約，結算時用戶依據合約價格付給提供者費用，另外還要付給電網公司相對的網路使用和管理費用。

世界上現行主要電力市場的輔助服務的模式如下：

(1)加州電力市場

加州電力市場的輔助服務包括：旋轉備用、非旋轉備用、AGC、替代備用、電壓支援和黑啟動。其中前四種由獨立系統操作中心(ISO)透過日前市場競爭拍賣獲取，這些拍賣是在電力交易中心(PX)的電力拍賣完成後進行的，這些拍賣的順序是：AGC、旋轉備用、非旋轉備用、替代備用。電壓支援和黑啟動則以長期合約方式進行交易。市場參與者分別提交備用容量報價和備用能量報價。成功的報價者

不論其是否被調度，都將獲得一筆備用容量需用，在備用容量被調度載入時，報價者還將得到一筆電能的費用。輔助服務市場的模式為投標型。

(2)新英格蘭

在新英格蘭電力聯營體模式下，聯邦能源管制委員會(FERC)要求建立分類計價的電力市場，這使得輔助服務競爭出價和電力競價一樣重要。輔助服務調度相對的與電力一樣由新英格蘭 ISO 安排，各種輔助服務必須事先定價，和電力一起採用競價方式。輔助服務模式為投標型。

(3)阿根廷

在阿根廷，輔助服務交易包括：頻率調節、旋轉備用、備用容量、電壓控制和無效電力管理。電網調度者和電力市場操作者合二為一，其輔助服務交易和電力均採用投標方式。

(4)波蘭

波蘭電力市場主要由 ISO、PX 和計畫協調者(SC)構成。其輔助服務市場分為日前市場、小時前市場。輔助服務交易由市場操作，包含旋轉備用、非旋轉備用、替代備用、頻率調節、無功電壓控制及全黑啟動。輔助服務模式採用投標和雙邊合約相結合的方式。

(5)澳洲

在澳洲電力市場，電網調度員和電力市場操作者是合二為一的，

以電力池(Pool)為中心，國家電力市場管理公司作為電力市場操作者，負責輔助服務的管理和操作其輔助服務含頻率調節、熱機備轉與電壓支持和全黑啟動能力等，輔助服務費從發電商和配電商那裡依確定的比例收繳，再全部分配給有關輔助服務的提供者。輔助服務的模式為統一型。

(6)挪威

在挪威電力市場中，電網公司擔任系統操作者，負責電網運行的管理、規劃及電力市場的經營。其輔助服務包含有功備用與頻率控制、無功備用與電壓控制以及系統保護配置。這些服務以兩種形式提供：一是基本輔助服務，這種服務是系統操作者要求市場參與者必須提供的，而且沒有額外報酬；二是超額輔助服務，只有系統操作者要求提供超額輔助服務時，提供者才能得到額外的補償。挪威水力發電裝機容量幾乎占系統總容量的 100%，而且裝機容量遠大於尖峰負載和備用容量的要求，系統操作者要求各機組運行在最佳運行點上(為各機組最大出力的 85%)，此時系統已達到較好的安全水準和穩定性要求，一般情況下不需要提供超額的輔助服務。其輔助服務模式為統一型，然而，隨著挪減、瑞典等北歐國家電網的互聯，各電網間的運行和合作關係更加密切，有待制定新的輔助服務模式及補償辦法。

(7)英格蘭—威爾斯

英格蘭-威爾斯電力市場的電力交易是經由 Pool 來完成的，同時輔助服務是透過輔助服務公司(ASB)來操作的。ASB 的作用是以商業的方式向各輔助服務提供者購買各種輔助服務，以便使系統頻率和電壓維持在規定的限值內。ASB 根據每月的情況向輔助服務提供者支付報酬。其輔助服務的主要內容有頻率響應、備用支援、無功和全黑啟動。這些服務以兩種形式提供，一種是系統輔助服務，即發電商有義務向國家電網公司(NGC)，提供諸如頻率響應、無功等輔助服務；另一種是商業輔助服務，即發電商設有義務向 NGC 提供該服務，但若雙方經協商可達成合約交易方式提供服務(含非發電商)。根據英格蘭-威爾斯發電市場運行規則，提供輔助服務必須服從中央調度，本質上是以 Pool 為中心，在競價上網的規則下進行統一調度。因此，其輔助服務模式為統一型。

由於各國電力市場的模式不同，其輔助服務的市場模式也不同。並且在同一市場環境下，不同種類的輔助服務也存在不同的交易方式。但以投標型提供輔助服務的情況居多，並且在輔助服務市場中導入競爭機制是必然的趨勢。

(四)輔助服務定價

在傳統的電力產業中，發電、輸電和配電都屬於同一個電力公司，發電廠提供電力和輔助服務是由系統調度者統一安排的，不存在對各種輔助服務單獨核算和計費問題。然而在自由化的電力市場之下，

為了使發電廠間的公平競爭，應量化輔助服務的指標，並核算成本、合理付費。常用的發電、輸電定價方法有反映成本法、長期邊際成本法、短期邊際成本法等。然而輔助服務定價與電力定價有著本質上的差別，不同的系統有不同的輔助服務需求，同一系統不同的輔助服務應分類定價，而定價原理和方法必須與主要電力市場運作模式配合。

(五)電力市場輔助服務的必要性

由於電力自由化的基本理念是:改變以往電力市場獨占形態並引進競爭機制，提高電力產業的效率以增進民眾的福利。

從各國進行電力自由化改革的過程來看，將為了確保電力系統的穩定性和可靠性，實施了系統運行下的服務專案，稱之為輔助服務(ancillary service)。輔助服務在電力交易市場創設的同時一起導入。如圖 7.2 所示，為了消除零售供應之間的電力交易(零售托送或者直接接續)供需不平衡以及零售市場的預測需求與實際間的差別，維持系統內的穩定性和可靠性，電力公司和 IPP(independent power producer)等電氣商應該以供給有效電力或無效電力的形式來提供各種服務。另外，各種輔助服務所需要的量是由系統經營者(independent system operator, ISO)和電力公司根據當時的實際系統狀態而進行計算的。

因此，在電力市場自由化的進程中，如果不經由滿足電力系統

運行上的基準來達到確保電力供應的穩定與可靠，就不可能實現電力市場的公平競爭，市場就無法發揮其作用，終致難以達到電力自由化的目的。而對處於競爭環境下的電力市場如何維持其電力系統的穩定性和可靠性，與輸電線的開放的問題一樣，都是電力自由化所面臨的重要課題。以美國為例，曾於 1996 年 7 月和 8 月所發生的兩次西部地區大停電，提醒人們重新認識電力市場自由化進程中的系統可靠性應維持其所應有的地位。也使得美國 DOE(Department of Energy)在 1996 年 12 月組成了「電力系統可靠性工作小組」，開始討論競爭環境下確保電力系統可靠性與市場體制及技術的相關問題。

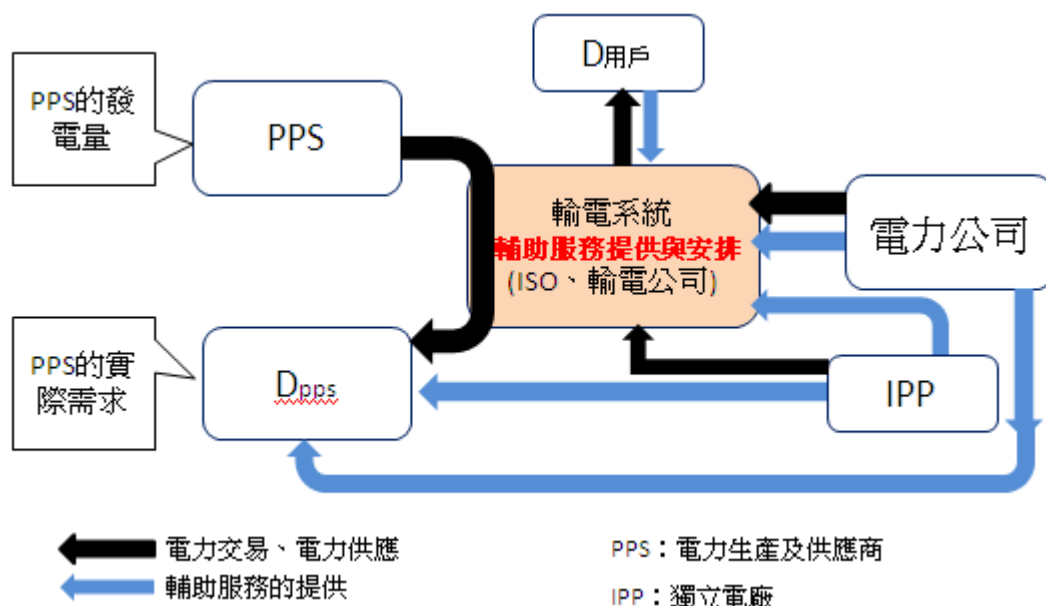


圖 7.2 輔助服務提供與安排示意圖

二、電力系統的運行及輔助服務

以前，為了維持電力系統的可靠性，儘量提供高品質且價格低

廉的電力而進行的電力系統的運行、控制都統歸電力公司所管。本節就其具體內容作一概述。電力系統的運行、控制由於所面臨的情況不同可以有不同的分類，此處主要著眼於與輔助服務相關的內容，從頻率維持、電壓維持的觀點進行說明。

為了向整個電力系統提供優質的電力而所需要的運行和控制，可以大致分為以下三類頻率控制(有效電力負載控制)、電壓控制(無效電力負載控制)和其他。

(一)頻率控制(有效電力負載控制)

頻率控制可分為以下三種方式：(1)為了保持供需平衡的需求調整；(2)在日常運行中為了保持一定的頻率；(3)以及為了補償電源及輸電線等故障而引起的電力短缺的供應備用。以下分別說明之：

(1)需求調整

因為電力具有消費和生產同步的特點，所以必須經常保持具有追蹤需求變化的供應能力。需求因種類不同其變化的特性也不同，而且隨著時刻不斷變化，因此與其相對應的供給能力也因發電的種類、形態的不同而有各異的功能。因此，對應於需求的變化，如何組合出經濟而又穩定的電力供應是十分重要的。在負載變動中，對具有幾十分鐘以上的變動週期部分，則依照最經濟的發電機組功率分配方式的經濟調度控制(economic dispatching control, EDC)來進行控制(見圖 7.3)。

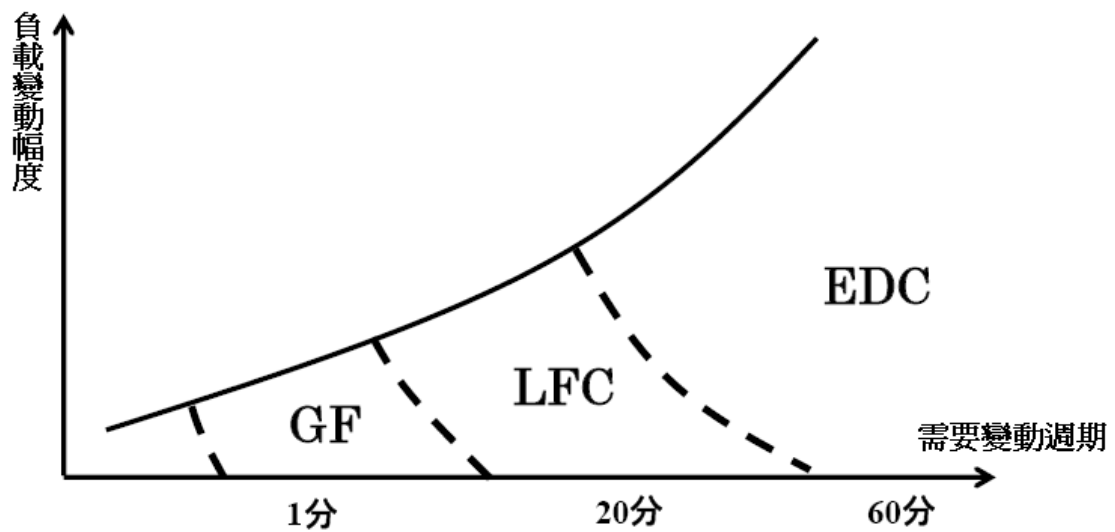


圖 7.3 頻率變化與控制分工

上述 EDC 是電力供應的固有特徵，由於不同情況及運行上的限制，有時難以完全按照經濟負載分配的結果來分配各發電機的負載。

(2) 頻率維持

因為電力需求時刻變化而產生需求與供應之間的差距，這種差距會引起系統頻率的變化。通常，發電商有義務維持所供給的電力頻率在其基準頻率(50Hz 或 60Hz)。但是，讓電力供給完全跟蹤不斷在變化的電力需要在技術上是不可行的，所以在實際運行中儘量使頻率偏離維持在一定範圍(也稱為變動目標管理，在 $\pm 0.1 \sim \pm 0.3\text{Hz}$ 範圍)，亦即使頻率的變動值維持在標準值附近。各電力公司透過增減發電機的功率，努力使每一時點的系統頻率維持在基準頻率。這種將頻率的變動維持在允許範圍內的控制稱為頻率控制。

關於需求的變動而引起頻率變化，依照其週期可以分解為三種

成分：(1)以分鐘為單位的微小變化；(2)從幾分鐘到十幾分鐘的短週期變化；(3)以及十幾分鐘以上的長週期變化成分。這三種成分中，除了負載分配所處理的長週期變化以外，前兩種都屬於頻率控制的範圍，即相當於經濟負載分配所不能調整的負載變化部分。⁹其中週期為幾分鐘內的負載變動，透過發電機的無調節器運行來對應，而從數分鐘至十幾分鐘的負載變動，則透過負載頻率控制(load frequency control, LFC)來處理¹⁰。

LFC 的調節量所需電力由頻率控制用發電廠的發電機功率來確保¹¹。作為頻率調節用發電機，通常應具有以下特徵：

- 能夠立即回應負載的變動進行功率控制。
- 具有大的功率控制範圍和足夠充分的電力調整量。
- 由於功率的變化而對其機械系統、水利系統設備的振動幅度及運行上的影響應盡可能小。
- 對輸電系統的障礙盡量縮小。
- 在進行自動控制時及控制系統的構成應易於施行。

在實際的運作上，是由電力公司調度中心的自動化系統檢測出

⁹ 在單位容量的有功損耗換算值為最小的負載叫「經濟負載」，依經濟負載來進行負載之分配即稱為「經濟負載分配」。

¹⁰ 在火力發電廠和水力發電廠，是透過調速機調節汽輪機加減閘或調節導致動作來調節蒸汽或水的流量，進行負定功率控制。通常，這種調速機的一部分安裝了負載控制裝置，限制加減閘在某一個度以內不打開。解除這種限制的運行方式稱為無調速器運行方式。

¹¹ 聯網系統的負載頻率控制方式有四種：定頻率控制(flat frequency control, FFC)；定互聯電力控制(flat tie line control, FTC)；頻率偏差互聯線電力控制(tie line Bias control, TBC)；頻率選擇控制(selective frequency control, SFC)。

頻率偏差，將其控制信號傳送給滿足上述要求的控制用發電廠(火力發電廠或水力發電廠)，由各控制用發電廠的控制裝置進行發電機輸出功率的自動控制。一般認為，LFC 發電廠調節容量的總和，以整個系統容量的 5% 為宜。

(3) 供應備轉容量

在電力系統，由於需求誤差或發電設備等事故會引起供電量的不足。為了在這種情況下不發生停電，或盡可能緩和停電的影響，必須預先確保超過其預測需求的供電能力，供需平衡調整及頻率調整是一種常備(平時即需準備)的調整與控制，由於此種備轉容量是在事故發生時才實際被啟動。所以說設備容量是為了預防不能預測事故而需時常準備的一種容量。

備用容量在電源規劃階段，一般以確保在需求的 8%~10% 以上為目標，這種備用容量稱為供應備用容量。在日常電力系統運行中所需之備轉容量分為以下幾類:從啟動到發電需要數小時以上，一旦啟動後可以長時間連續發電的供應備用容量稱為停機備轉容量;數分鐘之內使可增加發電的供應容量稱為旋轉備轉容量。在旋轉備轉容量中，對那種當電源離網引起頻率降低能夠短時間增加功率進行對應的部分稱為瞬動(可立即啟動)備轉容量。另外，如圖 7.4 所示，當大容量電源離網時，各種備轉容量依次啟動。

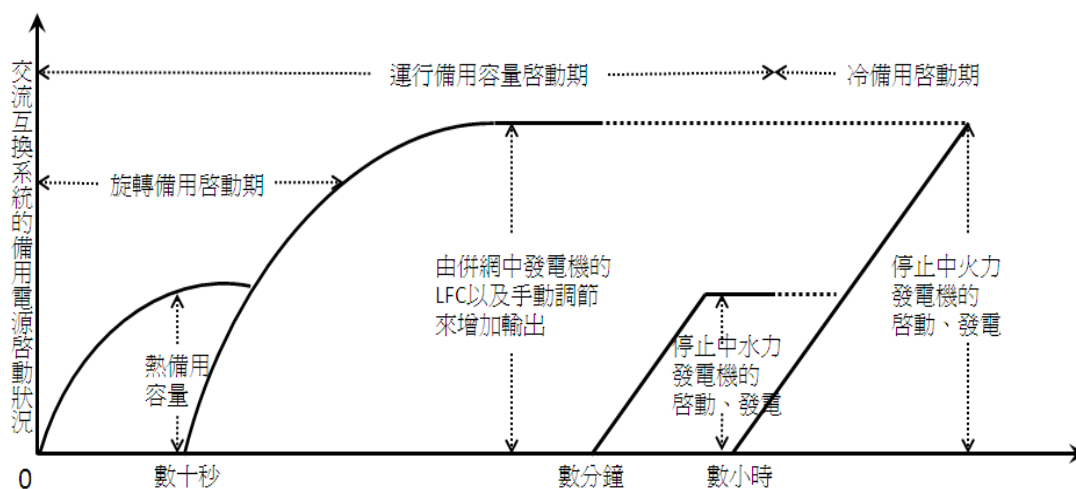


圖 7.4 大容量電源離網時的備用電源啟動程序

一般來講，按照每個國家的調度中心之設備、習慣及其電力機組的組成結構來管理電力的平衡。基本上，不論是在歐盟、美國或台灣都是考慮如圖 7.5 所述的三個程序：初級控制、二級控制、三級控制。初級、二級基本上都是自動化的控制，它最顯著的就是一些 AGC 的機組，包括燃氣的設備、抽蓄水力。另外，初級控制基本上會與系統同步，一般在 30 秒之內就可以讓調度中心使用，以克服供給短缺的問題。

在初級的控制機組不足時，則需靠二級控制的機組來補足，歐盟的規定是二級機組在 15 分鐘內要滿足供電所需，並持續發電一段時間。當二級啟動後，初級機組即可逐漸停運，因為其功能主要在提供瞬間的電力缺口。而當二級機組啟動後，二級機組又可回到其原來的初始待運狀況。另外一種為需求端的控制，即當電力供給不足時，暫停一些可停電力的需求，以維持電力供需的平衡。

輔助服務最重要的項目之一即是電力平衡，而電力安全也是能源安全的一環，能源安全的一個重要指標就是能源的可獲性，要保持供給能夠滿足需求。在電力方面也是一樣，電力不能平衡時，例如供給小於需求時，則社會經濟將產生損失，因為需要的基本輔助服務一定要有足夠的供給來滿足需求，以保證電力不會中斷。然而，在電力的生產與傳輸過程中，難免會遇到一些干擾，可能導致系統的負載不穩定，因此需要輔助服務的協助。

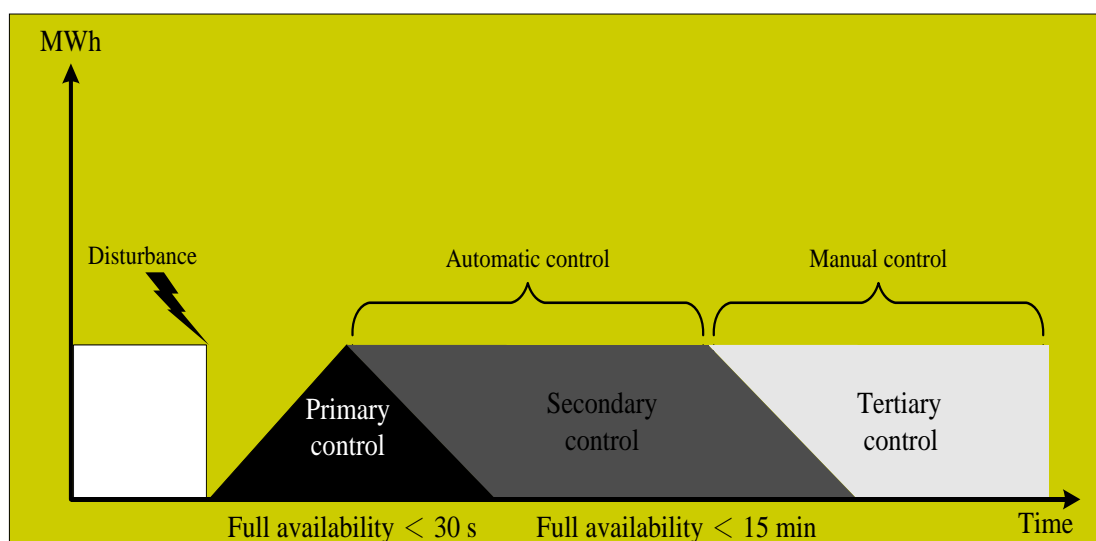


圖 7.5 電力系統會啟動自動控制程序

(二)電壓控制(無效功率控制)

電壓控制是以保持電壓在運行目標值以內為主要目的。但是，因系統而異，有些系統為了使因事故而引起的電壓異常不至於導致停電而採取了特別的控制措施。

1.維持系統電壓正常

一般來說，使用者的電氣設備是運行額定電壓時效率最大，如果電壓顯著偏離額定電壓，將對設備的效率及壽命造成不利的影響。因此，各電力公司都制定出系統電壓的運轉目標值，並控制系統電壓使其在基準值以內運轉。雖然這是對負載直接供應電力的接續點的問題，但在電力供給的各個電壓等級的主要通過點(變電站等)上也必須使其維持在規定範圍以內。將電壓維持在規定範圍內的控制一般稱為電壓控制(無效功率控制)。電壓控制從減少輸電損失的角度來說也是必要的。

為了維持電壓所需要的無效電力功率的大小進行普遍的定量化比較困難，所需要的無效電力功率容量基本上是先設定電壓的運轉目標值，然後透過系統分析才能得知。不同電力公司的系統電壓運轉目標值略有差異，例如對於 500kV 系統而言，一般以 500kV 為中心上下波動在+10%~-3%的範圍內。系統電壓由發電機的自動電壓調節器(automatic voltage regulator, AVR)、變電壓分接頭切換器(load ratio adjuster, LRA 或者 on load tap changer, LTC)或者調相設備的投入、解聯等來進行調節。由於交流系統的特點，系統的電壓調節效果一般局限在被調節地點的附近。

2.確保電壓穩定性

因為需求的急劇增加、電源的離網或者輸電線的斷線而引起電

壓急劇下降，有時還可能引起系統無法維持穩定運行。這種現象一般稱為電壓不穩定現象，與系統結構、負載等級及負載特性等因素有關。對於容易發生電壓不穩定的系統，為了維持電壓穩定，有時將設置比一般的電壓控制設備有更快的響應特性的控制裝置。例如能進行高速控制的靜止無效電力補償裝置(static var compensator, SVC)和旋轉式調相器(rotary condenser, RC)等都屬於這種控制裝置，但是，電壓穩定性問題是否發生與系統結構、電源配置狀態、負載狀態等有密切的關係，所以一般來說，要明確地知道為了確保電壓穩定性需要多少無效電力容量是十分困難的，必須進行詳細的系統分析才能計算出所需無效電力功率容量的大小。

(三)其他系統運行、控制問題

為了維持電力系統的穩定性，除了上述頻率控制、電壓控制以外，還存在幾種控制系統，這些控制系統主要是用於系統發生事故時的緊急處理。例如雷擊事故時，電力系統受到干擾而使發電機的能量輸入輸出失去平衡，有時會導致整個系統發電機不能保持同步運轉，這種現象有時發生在數秒之內。所以為了維持穩定性，電力系統中通常都安裝了幾種控制系統。另外，還需確保是否備妥恢復系統所需的電源，以做為當整個系統停電時，恢復系統運轉所需要的啟動電源。

1.系統穩定性之維持

穩定性是與發電機的同步運行相關的一種現象，一般分為穩態穩定性和暫態穩定性。穩態穩定性是關於輸電系統和控制系統在內的發電機群之間相互作用的一種準靜態穩定性問題，而暫態穩定則是由於發電機突然失去能量平衡而引起的發電機加減轉速問題。但是由於發電機的能量輸出受到其他電源的輸電系統狀態的影響，所以不是單獨一台發電機的問題，而是整個系統的問題。

以上這些問題通常在系統處於大量負載的狀態下，受到某種干擾時特別容易發生。因此，在進行系統規劃和系統的實際運轉中，使系統具有充分容量，即使受到某種程度的干擾也不會發生穩定性問題。一般而言當輸電線路規模越大，穩定性問題就愈嚴重，以致使由熱容量所決定的輸電線的固定輸電容量不能得到充分利用。有關確保及維持穩定性的措施主要有三，以下分述之：

(1)設備對策：為了提高輸電線的輸電能力而實施提高穩定性的對策即稱為設備對策，設備對策除了安裝串聯電容、制動電阻及 SVC 以外，還在發電機系統中安裝系統穩定性裝置(power system stabilizer, PSS)。

(2)調整輸電功率：將輸電功率調整在系統不會發生穩定性問題的範圍內，以使系統運行在穩定範圍而進行系統操作，例如預防性的潮流調整。

(3)防衛性的系統建構：進行防衛性的系統建構，可以預防一旦

發生問題也不至於使影響波及太大，例如設置進行限制電源和限制負載的系統，以作為緊急時的對應。

由於受系統特性等的影響，以上措施在某種程度上是否必要，不能一概而論，必須從成本和對系統的影響等多方面因素進行判斷。

2.全黑啟動

系統內發生部分停電時，可以從其他運轉良好的地方輸電以達到重開，而當系統發生全部停電時整個系統處於無電源運行狀態，對於輔助設備需要電源的發電機則無法啟動。針對這種情況，在系統內準備可單獨啟動的電源(黑啟動電源)，以作為系統全面停電時的重定用發動機，一般採用能短時間啟動的水力發電機，這種水力發電機必須具備無電啟動的條件，此即為全黑啟動。

三、英、美的輔助服務模式¹²

(一)美國輔助服務的基本模式

美國電力事業的管制分為州及聯邦政府兩個管理層級。各對於電廠位址選擇到電力的費率都具有相當大的管制許可權。聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)則具有對各州之間的電力批發交易的管制許可權。本節介紹聯邦能源管制委員會和北美電力可靠性協議(North American Electric Reliability Council, NERC)關於輔助服務的定義，並簡介加州輔助服務的具體內容。

1. FERC 的輔助服務內容

1996 年 FERC 所頒佈的關於開放輸電線的最終規則(order No.888)中規定以下內容：

(1)擁有、運作及控制各州間交易的輸電設備之電力廠商，必須對協力廠商提供與其自身的電力交易活動「無差別的輸電服務」。

(2)允許完全回收運售契約用戶因更換其供給契約者，而產生的套牢投資(stranded investment)。

(3)確定聯邦/州對州間交易及配電系統輸電的管制許可權。

特別是在上述規定的(1)中，明確規定以無差別的輸電線開放費率表的提出和輸電線同時資訊公佈系統(open access same-time

¹² 本小節主要由本研究團隊整理自“橫山隆一(2001)”。

information system, OASIS)的開發，再加以發輸電功能分離，實現電力批發競爭的功能。亦即，對輸電線提供者(電力公司等)，要求將其為了維持日常的系統運行穩定性和可靠性所需要的個別服務與輸電服務分離，並將其輔助服務的費率加在開放輸電費率表中。

FERC 的最終條款中的輔助服務，定義為「為了確保輸電網路系統的可靠性，控制區域內的輸電商有義務提供從發電商到用戶之間的電力輸送之支援服務」。這種服務可分為兩大類。

(1)輸電服務提供者必須向所有的輸電使用者提供的服務。

(2)用戶可以接受輸電服務提供者以外之業者所提供的服務，即輸電線提供者雖然有向其管制區域內的提供服務的義務，但用戶也可以自由選擇從輸電線提供者、協力廠商或者自由供應的獲得電力的服務。

另外，將輸、發電服務分離而列舉的輸電費率如表 7.1 所示，對其服務專案的分類一共可以列舉 6 種輔助服務。

表 7.1 FERC 的輔助服務分類

服務分類	服務特徵
輸電服務提供者必須對所有輸電利用者提供一種服務(只由輸電線提供者籌措)	
計畫安排、系統控制及供電(Scheduling, System control and dispatch)	ISO 考慮控制物件全體的可靠性, 進行經濟評價和用於運行的計算、通信及監視
從發電機組的無效電力功率補償及電壓控制(reactive supply and voltage control from generation source)	為了維持不同區域(不同地點)的電壓的正常水準, 從必要的發電機組中提供無效電力功率及電壓控制
可以從輸電服務提供者以外籌措的服務(允許從輸電線提供者, 或者協力廠商進行籌措, 還可以自主提供)	
負載跟蹤及頻率控制(regulation and frequency control)	為了對頻率及控制區域內的需求保持平衡, 對無級調速發電機及 AGC (automatic generation control) 發電機進行功率調節, 來吸收短週期的負載波動
電能不平衡調整(energy imbalance)	在托送電力交易中, 當接收電力方不能按原計劃受電或者輸電時, 對所產生的供需不平衡進行補償
旋轉備用(operation reserve - spinning)	為了消除當供電方由於不測事態(例如故障)所產生的供需差距, 調整在 10 分鐘以內可以採取對應措施的發電機組的功率
非旋轉備用(operation reserve - supplemental)	當發生比負載跟蹤和旋轉備用服務具有更長週期的需求波動時, 確保能夠對應系統偏離運行點時的備用容量

資料來源：橫山隆一 (2001)。

2. NERC 的輔助服務內容

NERC 認為 FERC 所定義的 6 種輔助服務對於維持電力系統的可靠性、確保市場的公平性不夠充分, 所以提出了如表 7.2 所示的 12 種輔助服務專案。另外, NERC 依其性質將上述服務稱為聯網運營服務(Interconnected Operation Services, IOS)。

NERC 認為輔助服務, 的特徵為「從系統運行者所提供的服務」、
「從競爭市場所籌集的服務」、或者「從其他管轄區域所提供的服務」。
雖然 ISO 等系統運行者籌措服務的場合較多, 但對有些服務來說, 因為難以確定接受服務的使用者(輸電線利用者), 所以從競爭市場或其他管轄區域調度服務也將是困難的。這種服務包括從系統內特定的地點所提供的發電機組輸出的無效電力功率及電壓控制、全黑

啟動、系統穩定性等。

表 7.2 NERC 所定義的輔助服務

服務名稱[時間安排]	服務的特徵
系統控制(system control) [從幾秒鐘到幾個小時]	有關確保所有供需平衡和穩定性的功能及緊急狀況下的對策。供電規劃的制定，系統運行規劃的制定，即時發電控制，輸電系統的監控，費率決算，申請書作成。
發電機組的無效電力功率供應及電壓控制(reactive power and voltage control from source)[數秒]	為了將系統電壓控制在允許範圍內，發電設備所需供給的無效電力功率(吸收)
頻率控制(regulation) [~1 分鐘程度]	對於負載波動，調整系統頻率，保持控制區域間的互聯線潮流一定
負載跟蹤(load flowing) [數小時]	由並網運行中的發電機提供的服務。用來跟蹤頻率控制無法控制的各個小時以及日間的負載波動
旋轉備用(operating reserve spinning)[從數秒鐘到 10 分鐘以下]	當發電機組或輸電線發生事故而引起系統頻率降低時，為了恢復頻率，由在 10 分鐘以內能達到最大輸出功率的並網發電機所提供的服務
非旋轉備用(operating reserve supplement)[10 分鐘以下]	當發電機組或輸電線發生事故而引起系統頻率降低時，為了恢復頻率，由在 10 分鐘內能達到最大輸出功率的發電機組，或者由在 10 分鐘內即可斷開的負載所提供的服務(非旋轉備用不要求機組已並網)
支援供應(backup supply) [30~60 分鐘程度]	選擇了雙邊交易的使用者，當契約對方的發電機組發生故障，或所利用的輸電線發生故障時，由其他發電商所提供的供電服務
電能不平衡調整(energy imbalance)[單位為小時]	對在一定期間內發生的發電商(用戶)的發電量(需求量)，其計畫值和實際值發生偏差的決算服務
功率損失補償(real power transmission loss)[單位為小時]	為了補償輸電損失而由發電機組提供的服務
動態排程(dynamic scheduling) [數秒鐘]	通過將發電電能和需求電能的資料傳遞給其他控制區域，使得可以從其他控制區域來進行發電(負載)控制的服務
黑起動(system black start capability)[事故發生時]	為了在大範圍停電時能恢復系統，可以不需從系統供電便能自行起動的發電機組提供的服務
系統穩定性(net work stability services from generation source) [各迴圈單位]	裝滿了為了維持系統穩定性的穩定裝置(PSS)和制動器的發電機組提供的服務

資料來源：橫山隆一 (2001)。

NERC 定義的輔助服務可進一步分為共同服務和個別服務，這些服務如圖 7.6 所示。此處所指的共同服務是從可靠性的觀點必須由系統運行許可權者(例如 ISO 等系統運行者所運行)控制的服務，是一種為了所有的輸電線利用者的利益而調整的服務。而不屬於共

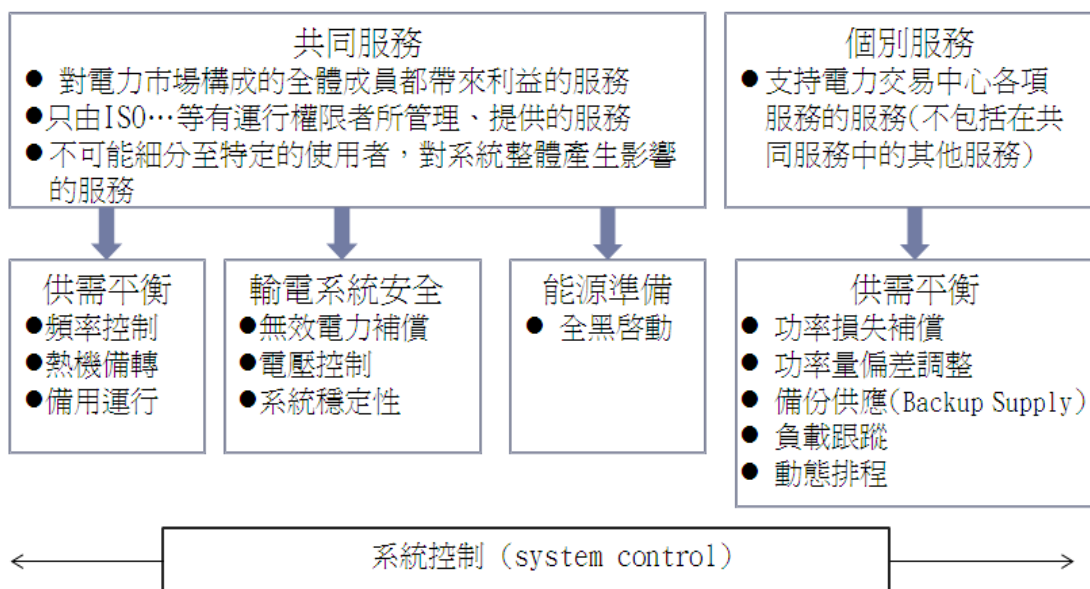
同服務的專案則歸納為個別服務，這些服務具有支援個別交易的作用。根據各種服務的特點，上述服務還可以進一步分為「需求平衡」、「輸電系統安全」及「能源儲備」等。

NERC 所定義的輔助服務，除了考慮將其從輸電服務中分離出來是否合理外，還從以下的三個觀點出發來作為輔助服務選擇的基準，即：

(1)系統可靠性的維持(Provide reliability);

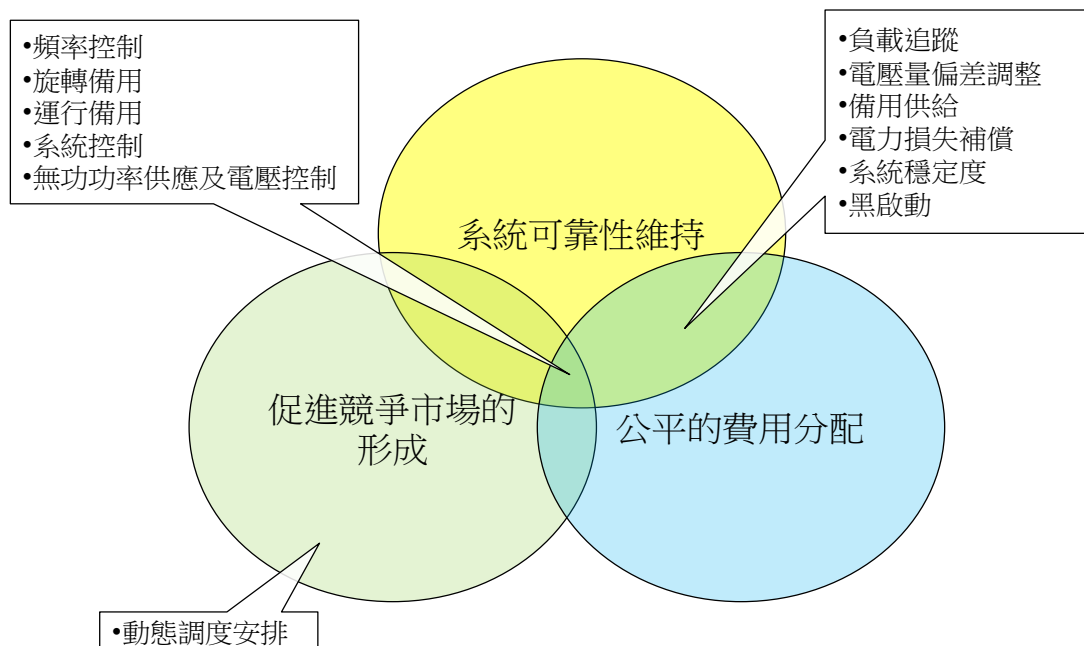
(2)促進輸電線開放及競爭市場的形成(facilitate access & enable market);

(3)公平的費用分配(provide equity)。



資料來源：Interconnected Operations Services Working Group 1997, Defining Interconnected Operations Services Under Open Access, EPRI TR-108097, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, May.

圖 7.6 NERC 定義的輔助服務分類



資料來源：Interconnected Operations Services Working Group 1997, Defining Interconnected Operations Services Under Open Access, EPRI TR-108097, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, May.

圖 7.7 各服務選擇基準和相互關聯

圖 7.7 所示為所選擇的各種服務專案相對於其選擇基準的位置。其中有關維持系統可靠性和公平性的專案較多。另外，各選擇基準本身具有密切的關係，所以和所有的選擇基準有關的服務約占了半數。

(二)加州的輔助服務模式

加州於 1998 年 3 月 31 日開始進行電力交易(power exchange, PX)和獨立系統運行機構(independent system operator, ISO)。PX 設有現貨市場，從供需雙方接受投標決定買賣成立的市場清算價格(market clearing price, MCP)。PX 所營運的現貨市場包含兩個部分，一個是在交易前一天制定好供電計畫和輔助服務供給計畫的日前交易

(day-ahead market)，另一個是用來調整交易日前現貨市場所確定的最終供電計畫的交易一小時前市場(hour-ahead market)。另一方面，ISO 的任務是供電、輸電系統的可靠性管理、輔助服務、日前市場和一小時前市場所決定的供電計畫調整、由實時不平衡市場(real-time imbalance market)所進行的即時供需調整，以及輸電線阻塞管理等。

發電商可以選擇參加直接接續(雙邊交易)、PX 市場(批發市場)或 ISO 市場(輔助服務市場，實時市場)。用戶可以透過直購(direct access)或者 PX 市場來購入電力。另外排程協調者(scheduling coordinators, SC)為選擇直購之市場參加者(用戶和供應商)的代理人，有責任向 ISO 提出使其供需保持平衡的供電計畫。SC 在提出供電計畫時，還要向 ISO 提出輔助服務的投標及自主供應的輔助服務計畫。如上所述，在加州為了確保 ISO 運營的獨立性和公平性，將由 PX 的批發市場的運營與由 ISO 的輸電設備的運行控制分離。

在加州，如表 7.3 所示，由 ISO 提供了 6 種輔助服務。與 FERC 的定義不同之處在於備轉服務的名稱不同。加州的輔助服務沒有包括「電量偏差調整服務」和「計畫、系統控制與供電服務」這兩項，但有全黑啟動此一項目。

四種輔助服務(頻率控制、旋轉備用、非旋轉備用、待機備轉)依照表 7.4 所示的步驟從交易日前市場、交易一小時前市場中準備。

首先，ISO 在交易兩天前的下午 6 時將交易日當天的需求預測、輸電線阻塞、輸電線空餘容量和輔助服務所需量等系統狀態予以公佈。在交易日前市場，在進行電力交易的希望供電計畫和調整投標(用於區域間阻塞管理)資訊的基礎上，從希望參加輔助服務競爭投標的 PX 和 SC 中，以各發電機組(負載)為單位，將其輔助服務的供應容量[MW]由這些中標專案向 ISO 提出。此時 SC 還將同時提出輔助服務的自主供應計畫。ISO 則進行區域間的阻塞管理和實施輔助服務的競標，以各項輔助服務為單位，使其籌措費用(=供應容量[MW] \times 希望價格[美元/MW])為最小決定競標結果。雖然認可 PX 和各 SC 可以同時提出多種輔助服務(四種)的投標，但 ISO 根據頻率控制、旋轉備用容量、非旋轉備用容量及待機備轉容量的次序進行競標評價。另外，ISO 將進行區域間的擁塞管理實施輔助服務的競標，由此產生最終的供需計畫(final day-ahead schedule)和輔助服務的供應計畫，計算出輸電線擁塞費率和輔助服務價格並通知 PX 和 SC。向得標的 PX 和 SC 所支付的輔助服務價格將定為分區域之市場決算價格(希望價格[美元/MW]和輸出調整價格[美元/MW])。

表 7.3 加州 ISO 輔助服務的種類和特徵

服務種類	特徵	服務方法與提供者	費用計算方法
頻率控制 (regulation)	確保即時的供需平衡，維持系統頻率在規定值內。ISO 與所運行、控制系統同期接續，提供具有 AGC(automatic generation control)功能的發電機組(改變發電機輸出)所需要的頻率調整容量[MW]在總需求的 1~5 範圍內由 ISO 判斷決定。	由 ISO 進行競爭得標(由 SC 進行供應)	市場價格
熱機備轉 (spinning reserve)	正在運行中，在 10 分鐘以內能達到某一特定水準的負載供應，並且至少能接續運行 2 小時以上的電源(具有 AGC 功能)所提供的服務。部分負載運行中的水力發電機及抽蓄發電機是服務提供者	由 ISO 進行競爭得標(由 SC 進行供應)	市場價格
非旋轉備用容量 (non-spinning reserve)	即使不在運行中，在 10 分鐘以內能達到某一特定水準的負載供應，並且至少能接續運行 2 小時以上的電源所提供的服務。水力發電機、小容量汽輪發電機等是服務的提供者。	由 ISO 進行競爭得標(由 SC 進行供應)	市場價格
待機備轉容量 (replacement reserve)	在 60 分鐘以內即可起動並同時併網，能達到某一特定水準的負載供應，並且至少能接續運行 2 小時以上的電源所提供的服務。	由 ISO 進行競爭得標(由 SC 進行供應)	市場價格
電壓支撐 (voltage support)	電壓支撐服務和全黑起動服務是由與 ISO 簽訂了長期契約的可靠性主運行電源(reliability must-run generation)來提供的。	由 ISO 與可靠業主運行電源簽約	總括成本+機會成本
全黑啟動 (black start)		由 ISO 與可靠業主運行電源簽約	總括成本

資料來源：橫山隆一 (2001)。

ISO 進一步在交易一個小時前市場中，調整交易日前市場確定的最終調整計畫中的變更點，制定出最終供需計畫和輔助服務供應計畫，計算出輸電線擁塞費率和輔助服務價格，並將結果告知 PX 和 SC。當為了確保可靠性而必須起動可靠性運行機組運轉時，可靠性主運行機組的供應計畫也被編制在 ISO 所制定的輔助服務供應計畫中。

在即時市場，為了消除 10 分鐘間隔的預期(expected)需求不平衡，由具有自動發電控制(AGC)功能的發電機組進行輸出功率調整。

在即時市場中，市場決算價格依以下方法決定：當增加發電功率(抑制需求)時以最高的投標價格，當抑制發電功率(增加需求)時以最低的投標價格決定。包含在 FERC 的輔助服務定義中的「功率跟蹤服務」是由即時市場所提供的，所以在加州的電力市場中並沒有設定此項輔助服務。

表 7.4 交易日前市場及交易一小時前市場供電計畫制訂流程

市場	時序	加州 ISO	加州 PX
日前交易市場	交易前 2 天的下午 6 時	ISO:公開電力交易當日的系統狀態(分區域帶預期需求，輸電線阻塞，輸電線剩餘容量(Remaining Capacity; RC)，輔助服務的需要量)	
	交易前 1 天的上午 6 時至 6 時 30 分	SC→ISO:各 SC 申報直接接續部分的預想需求 ISO→UDC 告知直接接續的預想需求	
	上午 7 時		PX 參加者→PX:提出各種時間帶 (time zone) 的供應投標及需求投標
	上午 7 時 15 分		PX→PX 參加者:實施投標評價，通知各時間帶 (time zone) 的市場清算價格及交易量結果
	上午 9 時 10 分		PX 參加者→ISO:希望的供電計畫(各發電機組及各用戶)，提出調整後的投標(用於區域間的阻塞管理)及輔助服務
	上午 10 時	PX+SC→ISO:提出希望的供電計畫和調整後的投標及輔助服務	PX 參加者→ISO:希望的供電計畫(各發電機組及各用戶)，提出調整後的投標(用於區域間的阻塞管理)及輔助服務
	上午 11 時	ISO:實施區域帶間阻塞管理和輔助服務的競爭投標 ISO+PX→SC:通知供電計畫的修正案如果不發生阻塞的話就作為最終供電計畫	
	中午 12 時	PX+SC→ISO:提出修正後的供電計畫調整中標和輔助服務的投標	
	下午 1 時	ISO:實施區域帶阻塞管理和輔助服務的競爭投標 ISO→PX + SC:通知最終供電計畫、輔助服務供電計畫和輸電線阻塞費率	
	下午 1 時 30 分左右	ISO:當輔助服務市場發生供電不足時，將從信賴性主電源籌措到的輔助服務編入供電計畫中	

	下午 5 時左右	ISO→PX+SC:通知包含輔助服務不足部分和從信賴性主電源籌措到的部分在內的最終變更後的供電計畫	
一小時前交易市場	交易當天 3 小時前		PX 參加者→PX:按供應發電區別提出投標
	2 小時 50 分前		PX:實施中標評價，計算市場清算價格，生成希望供電計畫
	2 小時前	PX+SC→ISO:提出希望的供電計畫和調整後的輔助服務	PX 參加者→PX:提出調整中標和輔助中標 PX+ISO:提出希望供電計畫、調整中標和輔助服務
	1 小時前	ISO:實施阻塞管理和輔助服務的中標 ISO+PX→SC:通知最終供電計畫、輔助服務供應計畫及輸電線阻塞費率	PX→PX 參加者: 通知輔助服務供應計畫

資料來源：橫山隆一 (2001)。

(三)英國輔助服務的特徵

在推動電力市場自由化的英國，也導入了如表 7.5 所示的輔助服務。英國的輔助服務分為強制服務(mandatory services)、必要服務(necessary services)和商用服務(commercial services)三種。所謂強制服務是指有關於頻率調整和無效電力功率供應等有關電力系統穩定運行的基本服務，強制性地要求所有發電商都應該提供的服務。這種服務提供義務包括兩個方面，一是基於系統運行規則(grid code)下發電許可的管制義務，二是規定在 NGC 和發電商之間所締結的基本接續和系統使用契約(master connection and use of system agreement, MCUSA)中的義務。必要服務是指為了維持系統安全而不可或缺的服務，一般是由可進行黑啟動等滿足特殊條件和功能的發電機組提供；商用服務則是由發電商或大規模使用者所提供的一種服務。

表 7.5 英國輔助服務的種類和特徵

服務種類	特徵	服務區別		
		強制	必要	商用
電壓支持 (reactive power)	為了維持系統內的電壓平衡的無效電力功率供應(消耗)。「無效電力功率市場」在 1998 年 4 月創設，每年進行兩次投標。	○		○
頻率控制 (frequency control)	為了維持系統頻率(49.5~50.5Hz)而自動調整發電機功率的服務，根據頻率波動的大小，分為以發電機為主所提供的 continuous services (時常服務)，以及由發電機和用戶提供的 occasional services (隨時服務)。	○		○
全黑啟動 (black start)	為了在大範圍停電(包括全系統停電)時進行系統恢復，由不需從系統供電便能啟動的設備與服務。全黑啟動機組一般需有 200MW 以上的發電裝機容量。		○	
備轉 (reserve)	為了消除由於發電設備事故和需求預測的誤差而導致的供需不平衡的服務。與發電商相同，大用戶也可通過減少負載來提供備轉服務。非旋轉備用由 NGC 通過每年一次的投標來確保。這種服務由在 20 分鐘以內便可起動供電並能維持供電兩小時的發電機組提供			○
系統限制之調整 (constraint)	為了消除系統內特定的輸電線所發生的超過輸電限制時(如過度負載)所提供的服務。			○

資料來源：橫山隆一 (2001)。

在英國，為了解決諸如複雜的價格制定過程所產生的進入障礙 (Incorporation barriers) 等電力池聯營體制度的問題，OFFER(後來的 OFGEM 之前身)於 1998 年 7 月向政府提出了新電力交易制度(new electricity trading arrangement, NETA)的最終報告書，公佈了由新的電力供應體制代替聯營制度的全面改革方案。2001 年 3 月 27 日開始執行的新電力交易制度由期貨市場、短期契約市場及供需平衡調整市場這三大市場組成。在新電力交易系統中，輔助服務包括在由 NGC 所運營的「供需平衡調整市場」中。該市場中輔助服務分為系統輔助服務和商業輔助服務，其中系統輔助服務又分為頻率響應和

無效電力的部分和全黑啟動等的部分。雖然表示方法不同，但上述內容和前述的輔助服務分類(強制、必要、商業服務)是相對應的。

在導入電力自由市場的國家，都認為輔助服務是維持電力系統穩定性和可靠性所不可或缺的一種服務。前面所述的 FERC 所列舉的輔助服務，除了計畫安排、系統控制及供電服務以外，和英國所列舉的輔助服務雖然名稱有異，但內容卻是相似的。但是在英國只將由發電商(包括大型使用者)提供的服務認可為輔助服務，與此不同，美國的 FERC 所定義的「計畫安排、系統控制及供電」和 NERC 所定義的「系統控制」這些由輸電服務提供者(擁有輸電線的電力公司)所提供的服務也包含在輔助服務專案之中。另外與英國相比，FERC 和 NERC 所制定的輔助服務的分類較著眼於市場準備功能。

四、電力市場下的系統安全可靠性

(一)概述

在開放的電力市場中，買賣雙方透過互聯網路來協商其價格，進行電力的交易。在一定的需求水準下，買方希望以較低的價格獲取電力，而賣方希望以較高的價格賣出電力，顯示對買賣雙方而言，參與市場的主要目的是為了追求自身的最大經濟利益，而系統的安全可靠性並非為其第一考量因素。

作為電力市場中的一方，電網公司只有在一個安全運行的電網上才能使得買賣雙方進行交易，電網公司對買賣雙方收取交易傭金，其收益的大小與交易量的大小成正比，但該收益並非其淨收益，因為電網公司不僅要為建設，維護電網付出成本。還要為維持電網的運行支付費用(例如輔助服務的購買)。可見，雖然電網公司負責電網的運行，但其維護電網運行的目的仍然是為了追求自身的最大經濟利益。在電網建設，運行上的投入須視可能的收益而定，而非完全是為了系統的安全可靠性。

然而，系統安全可靠性的破壞有可能使得各方的經濟利益受到損害，但此時市場參與者保證系統安全可靠運行的目的僅僅是為了更好地維護自己的經濟利益。換言之，在傳統的電力系統運行中，可靠性高於經濟性；而在自由化的電力市場中，可靠性服務於經濟性，在市場環境下，維持電網安全可靠運行的動力來自市場各參與者對

經濟利益的追求，而非來自各種安全，可靠性的維持。

(二)電網運行安全可靠性的考慮

1. N-1 安全經濟運行的考慮

在傳統的電力系統中，N-1 標準是輸電系統穩態安全評估的標準之一，它表示系統中一個發電機組或一個電網設備(線路、電線、變壓器)退出運行時，系統仍能維持運行。顯然，N-1 標準的執行將導致系統在正常情況時運行於非最優狀態下，而在自由化市場環境下，電網公司的目標是獲得最大的經濟效益，所以 N-1 標準是否執行，執行到什麼程度，均取決於經濟收益。亦即，透過比較 N-1 安全經濟運行與不計 N-1 安全經濟運行(正常網路的經濟運行)的經濟指標，確定為確保 N-1 安全經濟運行而付出的代價；若不考慮 N-1 安全經濟運行，則系統運行可靠性將降低。因此，電網公司可能付出的代價包括：(1)因為負載預測的不準確性可能導致比考慮 N-1 標準時更大的停電損失；(2)因為單一線路或設備故障而導致的可能的停電損失。

在自由化電力市場制度下，更可能的情況是，系統能夠在部分運行方式下不解連，不切負載地應付部分設備故障。而在另外一些設備故障或其他的運行方式下，系統將會以卸機或卸載的方法進行處理，因為此時為保障供電的付出將卸機或卸載的賠款。

2.備用容量對經濟指標可能導致的損害

系統運行涉及的備用主要有負載備用和事故備用，在傳統的電力系統中，備用容量的大小應根據系統負載的大小，各類用電的比重和運行經驗決定，一般為最大負載的 2%~5%，大系統採用較小值，小系統採用較大數值。事故備用的容量大小應根據系統容量、發電機台數、單位機組容量、機組的事故機率、系統的可靠性指標等來決定，一般約為最大負載的 5%~10%，但不得小於系統中最大機組的容量，在自由化的電力市場中，備用容量將以其是否帶來經濟利益為標準。

經由分析備用容量可能帶來的收益，亦即，因使用備用容量而避免的損失與提供備用容量而支付的代價之差，可以確定是否需要備用及需要多少備用容量。也就是說，只有當某一備用帶來正的利潤時，電網公司才會考慮購買該備用容量。

3.自由化電力市場下合理的靜態穩定儲備

為了維持電力系統安全穩定，電力系統在運行中應有足夠的靜態穩定儲備(static stability reserve)，要求在正常運行方式或正常檢修運行方式下，例如：按功率角判斷計算的靜態穩定儲備係數 $K_p \geq 15\%$ ，按無效電力之電壓判斷計算的靜態儲備係數 $K_u \geq 10\%$ ；在事故後運行方式和特殊運行方式下， $K_p \geq 10\%$ 、 $K_u \geq 8\%$ 。但在自由化電力市場環境下，電網公司將根據靜態修定儲備所能帶來的經濟利益確定儲備係數的大小，如果為儲備的付出大於其可能帶來的利潤，

電網公司將更樂意選擇卸機或卸載等措施來保證系統的安全運行，即使卸機或卸載將導致對電力公司的賠償。

4.短暫態穩定性的考慮

電力系統發生大擾動時的短時安全標準接電網結構和故障性質的不同可有不同的分類。在自由化電力市場環境下，由於電網公司只是根據自身的經濟利益來考慮系統的暫態穩定性，因此它不會將系統的安全穩定標準分類，不論處於哪種情況，電網公司只會維持能給其帶來經濟效益的穩定性，電網結構和故障性質的不同將會對分析結果產生影響。

(三)規劃設計中的安全可靠

1.電網規劃設計中的安全可靠

傳統的電網在規劃設計中，安全評估計算分靜態安全分析和動態安全分析兩種。靜態安全分析主要用於 N-1 檢驗，即評估電力網路中一個元件故障退出運行時網路的電流分佈，以判斷其他元件有無過載及電壓超限情況。對大於 220kV 的電網，一般要進行各種運行方式的穩定分析，此即所謂動態安全評估。當以上評估不能滿足要求而發生過載時、電壓超限或失去穩定時，則應採取措施，例如：加設輸電線路、增加導線截面、增刪無效電力之補償或提高穩定措施等，使電網滿足營運的要求，否則，應將不滿足運行要求的電網方案放棄。

在電力市場環境下，電網公司保障供電的目的是要獲得更大的經濟利益，因此，一個電網設計方案是否應被放棄的準則有異於傳統的電網規劃設計。此時，除了改善網路結構，其他提高系統穩定性的措施(例如，設中間開關站、串聯電容補償、調相機、靜態和快速投入電容器組、電氣制動、快速繼電保護及其他自動裝置等)，包括負載及機組的切換都將成為提高系統安全可靠性的措施。而最終被選定的方案應該是一個能給電網公司帶來最大報酬的方案。

此外，在傳統的電網規劃設計中，對暫態穩定計算採用的故障形式，故障切除時間均做出了規定，而在自由化電力市場中進行暫態穩定計算時，電網公司將綜合考慮各種故障發生的機率、可能導致的損耗，提高暫態穩定性的可能投入及維護成本等因素，最後得出在經濟上最有利的網路設計方案。

2. 電源規劃設計中的安全性

電力主接線的設計在發電廠的規劃設計中占有重要地位，在傳統的電力系統中，電氣主接線方案的確定是透過幾種可能方案進行技術、經濟比較，並根據所設計的電源在系統中的地位，確定出從整個系統角度而言認為是最為合適的方案，並且，在對方案進行技術、經濟比較時，二者是相互獨立的。在電力市場環境下，這種設計方式可能遭到挑戰，因為這時電廠是獨立的經濟個體，在確定其電力主接線方案時，不可能從系統的利益考慮問題，一個方案是否

可行，完全取決於該方案是否有利於該電廠的經濟利益。因此，在電力市場環境下，電廠在確定電力主接線的方案時雖然也會對各種可能的方案進行比較，但此時的比較將既不同於前述的技術比較，也不同於前述的經濟比較，而是從經濟的角度對各類方案進行整體的技術經濟比較，即既要考慮各類設備的投資、維修費用，也要考慮各方案的營運可靠性及由此可能導致的停電損失，並得出綜合的最經濟的方案。

變壓器的選擇是發電廠(變電站)規劃設計中的一個重要問題，在傳統的電力系統中，基於可靠性因素的考慮，對變壓器的選擇有一些規定：

(1)若發電機電壓母線上接有兩台或以上的主變壓器，當其中容量最大的一台因故退出運行時，其他主變壓器在允許正常過負載範圍內，應能輸送母線剩餘功率的 70% 以上。

(2)對重要變電所，應考慮當一台主變壓器停運時，其餘變壓器容量在過負載能力允許時間內，應滿足不同負載的供電。對一般性變電所，當一台變壓器停止運轉時，其餘變壓器容量應能滿足全部負載的 70%~80%。

(3)通常與系統具有緊密聯繫的大、中型發電廠和樞紐變電所，在一種電壓等級下，主變壓器應不少於兩台。

上述規定主要是從維護整個電力系統供電可靠性來考慮問題，

而在電力市場中，電力公司考慮問題的立場將會不同。實際上，按上述規定所設計的發電廠或變電站，其一部分變壓器容量是長期間置的，考慮到變壓器是一種靜止電器且其事故率較小的實際情況，在自由化電力市場中，電力公司在經過詳細的經濟比較後，也許會選擇不留剩餘容量或少留剩餘容量，僅選擇一台變壓器等設計方案。

(四)電力設備的檢修

1.傳統電力系統的設備檢修計畫及對電網運行的影響

由於不能進行有效的設備故障線上預報，因此，在傳統的電力系統中，為了保證電力系統的安全運行，採用了對設備進行定期檢修的制度。以發電機組為例，由於當機組停機進行檢修時，備用容量減少，系統的可靠性將會降低，因此，電力系統採取了多種機組檢修方法，以盡可能保證系統的安全可靠性。按其追求的最適目標(可靠性或經濟性)的不同，目前安排檢修計畫的方法有：等儲備法、等風險度法、最小風險度法、最小發電費用法等，不論哪一種方法，預防性檢修的實施能減少故障的發生，可以有效提高系統運轉的安全可靠。因此，在傳統的電力市場中，預防性設備檢修的目的僅僅是為了提高系統運行的安全可靠，而經濟利益不在考慮之列，自由化電力市場在此方面與傳統電力市場中可靠性高於經濟性的指導思想是一致的。

2.自由化市場下的設備檢修計畫及對電網運行均影響

與傳統電力系統不同，在自由化電力市場中，各電力公司及電網公司分屬不同的經濟個體，因此，如傳統電力系統中著眼於整個系統而統一進行的檢修計畫安排的組織基礎已不再存在。此外，在自由化市場中，由於各公司對經濟利益的追求，使得預防性檢修的目的不再是為了提高系統運行的可靠性，而是為了給公司帶來更大的利潤。因此，在市場環境下檢修計畫的安排將會與傳統電力系統中的安排有著基本上的不同。亦即，在傳統的電力系統中，設備的檢修是按排程進行的，沒有考慮設備及系統的實際情況，但在電力市場環境下，設備屬於各獨立的公司所有，設備是否進行檢修，什麼時間進行檢修完全是由各公司自行安排，各公司將根據自己設備的故障機率，預測的未來數星期內電價甚至一次能源價格等因素進行全面的成本效益分析，以決定是否需要安排檢修。

雖然自由市場下各公司的設備預防性檢修計畫有別於傳統電力系統中的檢修計畫，但這並不表示市場環境下電網運作的可靠性會降低，各公司為了降低檢修成本，會盡可能將設備的預防性檢修安排在電網電價較低的時期，也就是在年負載曲線的低負載時段，這與傳統電力系統中的安排大致相同，不同之處在於設備檢修的頻率，電力公司將根據設備的實際情況來確定設備是否需要進行檢修。亦即，市場環境下設備檢修的安排方法不會對電網運行造成重大的影

響。

在傳統電力系統中，設備預防性檢修計畫由系統進行統一安排，某一台設備是否需要檢修，是大修還是小修均按規定執行，且在確定應修計畫時不做經濟性的考慮。因此，整個系統只有一個檢修計畫，在市場環境下，設備預防性檢修由各公司根據本身的判斷進行，不僅各公司有各自的計畫，而且不同類型的公司其計畫的編制原則也將不盡相同。例如，電力公司的計畫可能考慮初級能源的價格，因此，必須研究新的且適合不同類型公司的設備預防性檢修計畫的原理，並開發所需的軟體。

(五)繼電保護與自動控制裝置面臨的新問題

1.傳統的繼電保護配置與自由化市場中保護配置的差別

電力系統中一旦發生故障，則主保護動作，藉由電路器將故障隔離，若主保護延遲動作時，則由後備保護動作，然而當後備保護為遠端設備的後備保護並且動作，此時斷路器切除的將不僅是故障設備，還包括故障點的上游設備。

在傳統的電力系統中，這種保護的配置方法在實際運行中不會遇到什麼問題，但在競爭的電力市場環境下，由於系統中的設備分屬不同的公司時，有可能出現 A 公司的設備發生故障而導致連同 B 公司設備一起被切除。例如，當輸電線路發生故障且主保護延遲動作時導致將上游發電機切除的情況，顯然，此時 B 公司的損失是由

於 A 公司設備故障導致的，該損失應由 A 公司承擔，問題是這一損失要如何衡量，如果 B 公司向 A 公司索取的賠償過大，A 公司有可能更樂意將遠後備變更為近後備或者甚至考慮再增設一套主保護，條件是增加的投資低於可能向 B 公司支付的賠償。

因此在自由化電力市場中，繼電保護裝置的配置將與傳統電力系統中有顯著差別，這將在電力系統規劃設計與運作中導致不同的思考與方法。

2.自動低頻與低壓卸載控制在自由化電力市場中遇到的新問題

自動低頻、低壓切負載控制是在電力系統緊急狀態下頻率異常降低時廣泛採用的最有效的措施，在傳統電力系統中，一切資源均由系統控制者統一調度，因而在低頻，低壓切負載時不會遇到行政上或財務上的障礙。但在自由化市場中，各公司在行政上、財務上是相互獨立的，因而在採取低頻，低壓切負載時將會遇到如何進行金錢賠償或補償的問題。

3.安全穩定緊急控制系統在自由化電力市場中需要協調的問題

緊急控制的作用主要是電力系統承受擾動時保持運行穩定性和防止事故擴大，並保持供電的持續性，其主要措施有切機(generator tripping)、切負載(load disconnection)、系統解聯等。在電力市場環境下，由於這些措施的實施會影響不同公司的利益，因此，電網公司必須事先與其他公司就切機、切負載、系統解聯等達成協議，以便

在系統運行的穩定性受到威脅時能夠按協議採取措施。所達成的協議，可能是在關鍵節點預先購買切機、切負載容量及系統解聯許可權(歸屬於輔助服務範圍)，也可能是當系統運行的穩定性受到威脅時在一些非關鍵節點處先採取措施，然後再對相關的公司依照協議進行違約賠償。而某一節點具體的處理方式，應在詳細的經濟分析後來做決定。

(六)市場環境下安全性與經濟性的統一

與傳統的電力系統不同，在自由化電力市場中，系統的安全可靠運行將透過各獨立的電力公司，電力經紀公司及電網公司基於對利潤的追求而保障。電力公司為了保護自己的利益，會盡可能保證自己經營的電廠的可靠運行；電力經紀公司為了保障自己的利益，會盡可能保證自己經營的配電網的可靠運行，而電網公司則會盡可能保障整個電網的安全運行，否則，非但不能獲得利潤，還將因為不能提供服務而須向電力公司和電力經紀公司支付賠款。

在自由化電力市場中，經濟性和安全性不再表現為兩個獨立的指標，安全性將融入經濟性中。傳統電力系統中的安全性指標，只是作為可能給相關廠商帶來經濟利益的一種措施，某一安全性指標在自由化市場中是否能夠執行，執行到何種程度，取決於這一指標的執行能否會帶來經濟利益。可以預見，自由化電力市場中的電網運作決策將由安全性、可靠性和經濟性因素共同決定。

五、我國未來電力市場輔助服務的可能方式

在自由化市場下，電力調度中心進行輔助服務與調度服務之安排，目前的電業法亦提到未來要成立調度中心，所以未來輔助服務必須要由調度中心來安排設計，如表 7.6 所示為電力調度中心之定位、功能與權責設計，以及圖 7.8 為調度中心組織架構設計。

表 7.6 電力調度中心之定位、功能與權責設計

功能職掌	相關項目			
規劃功能	長期負載預測 電力系統規劃	安全標準	運作成本目標	軟硬體需求
輸電服務	輸電服務標準	資產標準 投資決策	代輸計量	電網聯結
調度服務	負載預測 備用容量	電力潮流 輔助服務	壅塞管理	不平衡電能 輸電損失
市場運作	日前、日內、實時、平衡市場	價格形成 市場監視	調節與結清各種交易	投資風險管理
資訊公開	各種交易及價格資訊	市場參與者及雙邊合約登錄	排程、電網與系統狀態	過載與異常警訊、事故通報
爭議調處	和解	調解	仲裁	責任限制

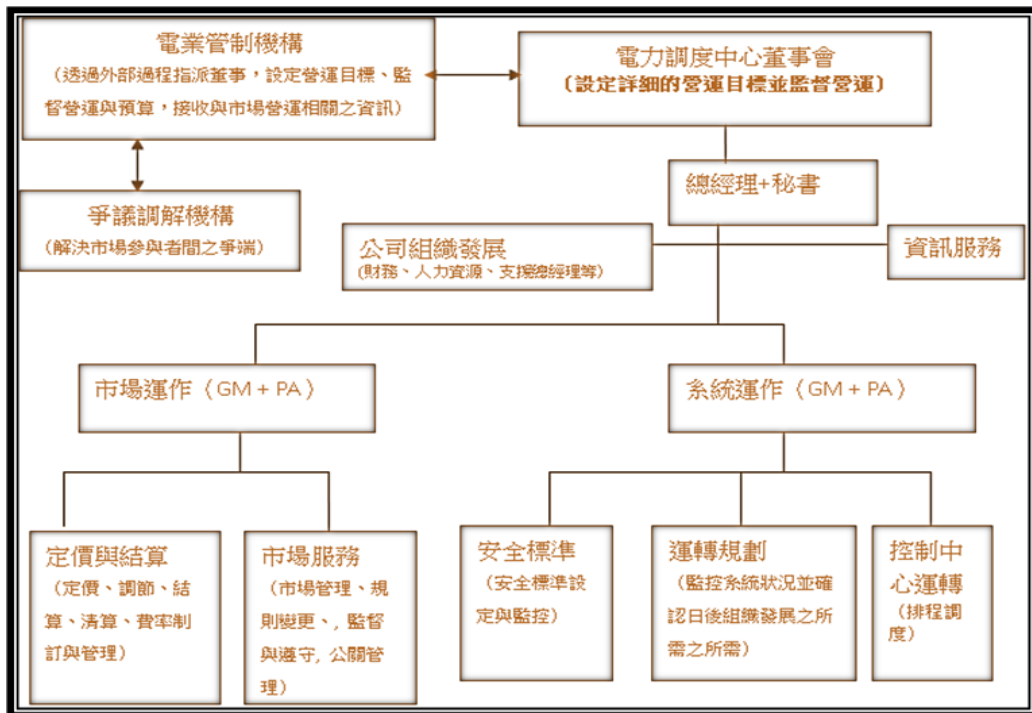


圖 7.8 調度中心組織架構設計

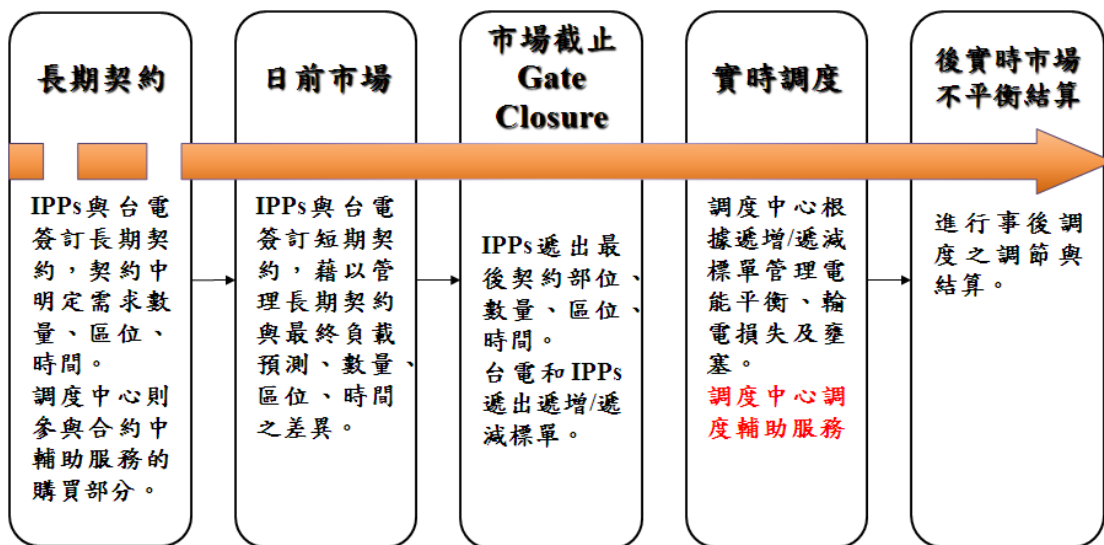


圖 7.9 調度中心電力交易及調度程序

如圖 7.9 所示，未來的電力交易，對於調度中心，任何的電力交易都是按照這種時程來進行，主要是從長約到實時的市場，在二十年前我國的調度中心規劃案尚未規劃到日內市場，但如今日內市

場在很多國家都已經相當流行且已經成熟運作。至於調度中心電力交易及調度程序按距離實時調度的時間遠近分別展開進行，先後秩序則如圖 7.9 所示。

捌、電業自由化電能零售市場設計之研析

零售競爭(Retail competition)是自由化電力市場發展的最終模式，如圖 8.1 所示。在這種模式下，所有用戶都可以自由選擇供電商。而由於成本與規模限制因素，只有大用戶才會直接從批發市場上購買電力，中小型用戶則在零售市場向零售商購電，零售商則在批發市場上購電。此時，配電公司(D)的電網運作通常與電力的零售分開(R)，其零售子公司(D/R)可參與電力零售競爭，但配電公司不再對其電網覆蓋地區的電力供應擁有壟斷權，在這種模式中僅輸電網和配電網維持壟斷的狀態。

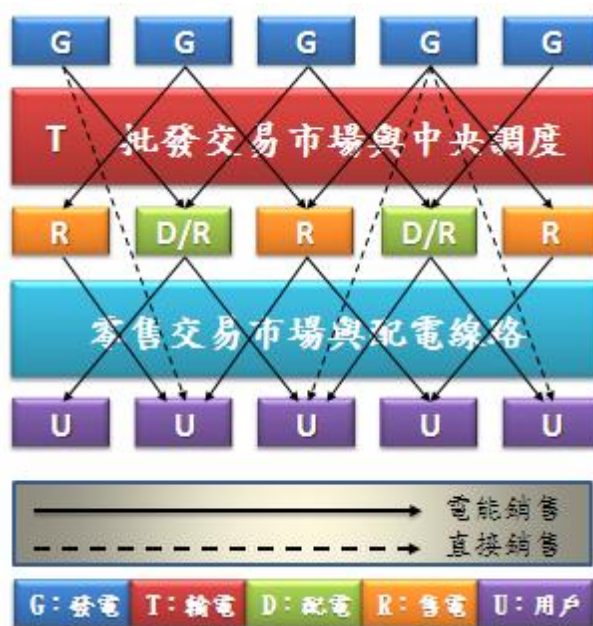


圖 8.1 電力產業結構模式：零售競爭

一旦自由競爭的零售市場建立起來，零售價格將不再受管制，因為消費者可以透過選擇電價更便宜的零售商來提升自己的利益。

從經濟的角度來看，這種模式是可使消費者福利最大的模式，因為電價都是透過競爭性市場機制而形成。但在實現此種模式則需要基礎設施來支援以及進行大量複雜的工作服務，如計量、結算、通訊與資料傳輸等配套措施的建設與運行。因為輸電與配電網路仍然是壟斷的，所以輸電與配電費用仍需以「管制費率為基礎」向參與者收取。

從經濟的角度而言，自由競爭無疑是電力生產所涉及的資源進行最適配置的最好形式。但相對的是，電力產業仍存在著規模效應，對規模經濟的追求很可能導致壟斷難以打破或者競爭程度的降低；另一個關鍵問題就是電力產業水準和垂直拆解後將導致內部營運作業外部化、市場化和交易化，特別是在許多開發中國家，由於電力產業缺乏牢固的商業化營運基礎及完整的商業經營法律架構，故產生的制度交易費用將會很高，可能抵消競爭所帶來的效益。兩相權衡，對於開發中國家，在規模經濟效益突出或交易成本過高的系統中，會趨向於保持壟斷經營，或者採用單一買方型運作模式，方便在發電端吸引投資；而對於先進國家來說，則既有完善的電能計量和交易基礎設施，又有成熟的商業營運經驗，批發競爭模式和零售競爭模式會是更有吸引力的選擇。

雖然在許多國家，電力市場競爭的引入是伴隨著電力市場的自由化與私有化改革同時進行的，也就是政府先把公有制的電力企業

私有化，然後在這些企業間開展市場競爭。以下本章將分別說明電力零售市場的組成、自由化下電力零售競爭的影響，接下來我們整理 Hunt Sally (2002)的研究以探討電力零售購電選擇權開放問題及電力零售制度的運作，最後並提出台灣未來建立零售競爭市場的規劃方向。

一、電力零售市場的組成

英國在進行電力市場改革以後，其 1999 年的電價比 1990 年下降了 29%。開放配電網，取消配電專營區，為所有用戶提供零售轉運服務，擴大了電力零售市場的競爭。在 1997、1998 年度，英國有 40% 的大用戶選擇外地電力供應商供電。1999 年 4 月，英國所有的 2600 萬用戶可以自由選擇自己的售電商。至 2000 年初，超過 300 萬用戶更換了電力供應商。在完全競爭市場運行初期，高峰時一家主要的英國售電商每星期至少要處理 35000 次用戶轉換，頻繁轉換售電商的用戶年轉換率約在 10% 以上。

在電力零售市場上出現變化如此之快的更換零售供應商的現象是由電力零售競爭帶來的，也與電力零售市場上各個成員提供服務之間的分工有關。隨著競爭的增加，配電商和售電商都在努力提高服務水準，對用戶的供電服務標準逐年提高。

(一)電力零售市場的成員

在充滿競爭的電力零售市場上，可能同時存在眾多的電力供應商和成千上萬個電力用戶，這是一個複雜的交易網路，電力供應商和終端零售用戶都需要在零售市場上尋找對方，簽訂各種電力交易的協議，滿足各自的需要。在電力零售市場上存在著不同的市場成員，他們所扮演的角色是各不相同的。簡而言之，這些成員歸納起來包括賣電的廠商、買電的消費者和提供電力接入服務的廠商(如圖 8.1)。

1. 售電商

售電商是為終端零售用戶提供電力銷售服務的公司和機構，也可以通稱為電力供應商或者能源服務提供商，包括電力生產商、電力經銷商和電力經紀人。

(1)電力生產商

電力生產商擁有發電設備，負責發電，是電力的最初擁有者。通常他們將電賣到電力批發市場的供電公司或者電力經銷商，再由他們把電轉賣給零售用戶，而有些電力生產商通常也直接把電賣給大的零售商或大用戶。

(2)電力經銷商

電力經銷商從電力批發市場上買電，有的電力經銷商本身也是

發電業者。在把電賣給零售用戶之前，電力經銷商對電力擁有所有權，或者由自己擁有的機組發電，或者已經在市場上購買到了別的電力生產商所發的電。在從事電力零售業務上，電力經銷商的數量在市場上是最多的。

在批發市場上，由於批發的買家和賣家都已經很擅長買賣電力，因此他們不需要電力經銷商的仲介，故電力經銷商很難再批發市場獲利。然而，在電力零售市場上，眾多的小型電力消費者沒有買賣電力的經驗，因此必須透過電力經銷商買電，因而電力經銷商大量湧現，擴大了電力市場的規模。

電力經銷商有兩種主要的經營模式：一是擁有自己的發電機組並把自己機組所發的電力賣出；二是把不同的電力服務和金融服務結合在一起提供給終端零售用戶，電力經銷商透過提供這種聯合服務做為電力供應服務的附加服務。

從積極面來看，電力經銷商能夠提供具有吸引力的組合服務，創新服務用戶的方法。例如，兼營天然氣的電力經銷商可以把其提供電力之價格和所能提供的天然氣價格掛勾，使兩者之間可以相互套利。電力經銷商還可以針對不同用戶的供電服務標準提供用戶不同的電費支付方式。電力經銷商的經營績效將取決於他們為零售用戶所提供的創新服務與能力。

從消極面看，電力經銷商只有把電賣給用戶才能獲利，所以，

在眾多相互競爭的電力供應商當中，他們往往不是最佳的可選對象。購買了電力經銷商組合服務的用戶所享受到的電力服務可能並不是市場上的最優惠價格。

(3) 電力經紀人

電力經紀人也稱為「電力代理商或能源顧問」，是市場上另一類可以獨立提供組合和聯合服務的電力供應商。電力經銷商可被視為代表電力的賣家，而電力經紀人則可做為電力的買家，代表用戶在市場上購買最低價格的電力。

從積極面來看，電力經紀人能夠客觀地向用戶提供服務，這與其他電力供應商不同。電力經紀人本身不擁有電力，純粹是在電的買方和賣方之間撮合交易，所以，他們沒有義務要從某一特定電力供應商購電，而主要是協助用戶在市場上找到價格最低的電力供應商，以此來吸引所服務的用戶。電力經銷商從他們買賣電力的差價中獲利，他們因所提供的組合服務而讓利銷售的幅度必須在其獲利價差範圍之內。而電力經紀人則是根據買賣雙方達成的交易從買方和(或)賣方收取服務費，其他一切成本由用戶承擔。這種收費通常基於一個固定的比例，比如根據 kWh，或者根據每小時、每月收取。

另一方面，電力經紀人可以為用戶保留對買電的自主控制。用戶可能希望自己去與特定電力供應商談判，例如，製鋁廠可能希望把電價和鋁的市場價格聯繫起來與電力供應商談判，以便把其鋁產

品未來的市場價格風險轉移給電力供應商。大多數電力經銷商不能給用戶提供這種談判的靈活性。

從消極面來看，電力經紀人常常缺少在複雜電力市場環境中代表用戶買電的經驗。有許多這樣的代理公司剛剛成立不久，他們的工作人員大多是做為其他工業產品的經紀人，缺少買電經驗，甚至本身沒有能力在多個買家和賣家之間進行協調。用戶還是需要謹慎選擇代理商，確保自己的需求能夠達到滿足。另外，如果用戶希望自己的電價與另外一種商品的價格掛勾，或者希望使用金融服務規避價格風險，那麼，這些服務通常只能尋求在眾多電力服務商中得到解決。

2.配電公司

配電公司負責維護配電網路的安全運行，為本地用戶提供配電服務並將電力直接送至用戶，為外地用戶提供網路零售轉運服務(零售代輸)。在自由化的電力市場下，配電公司不再擁有自己的專屬配電區，配電網路必須向所有用戶開放。開放配電網實現零售競爭，通常管制機構會要求傳統的配售電公司將配電和售電業務分離，配電公司只負責配電網路的運行、檢修和接入服務等項業務，售電公司負責向用戶賣電。零售競爭的實現還促使原來由電力公司負責的對用戶電力用量的計量、收取電費及輸配電費等項業務交給完全獨立的計量公司管理，由這些計量公司向用戶提供多種電力計量服務。

在電力零售市場上，配電和零售業務從結構上進行分離使得配電公司以後在電力交易過程中將扮演獨立和中立的角色「公共載具」的角色。

3.零售用戶

在自由化的電力市場下，居民、工業和商業用戶等電力的最終消費者，均可自由選擇電力供應商。零售用戶可選擇由電力生產商、電力經銷商或者電力經紀人提供的電力供應服務，也可選擇做為單一用戶或做為結合負載的一部份根據公用費率或「實時市場費率」購電，還可以從眾多的電力供應商中選擇依照雙邊契約或差價契約購電。

透過以上分析可以看出，在向用戶提供電力供應服務之前，承擔賣電角色的電力生產商、電力經銷商和電力經紀人三者之間的區別在於：電力生產商擁有發電設備，擁有電的所有權；電力經紀人不擁有發電設備，也不擁有電力的所有權，但是擁有市場上的電價訊息和供需資訊。隨著競爭的加劇，售電公司將從水平和垂直兩方面進行整合。水平整合是指售電公司將進入供水、供暖和天然氣供應等領域，透過向零售用戶提供多種服務來降低管理成本。垂直整合是指售電公司將和發電公司整合，經由這種整合達到雙方互惠互利。電力經紀人仲介機構，透過提供仲介服務，活躍在消費者之間。

電力供應商不需要嚴格地限定在以上三類。用戶選擇電力供應

商應該會基於下列條件：1.供電可靠性；2.電價；3.輸配電的費用；4.對用戶提供的服務；5.買賣雙方之間的信任關係。

(二)電力零售市場和電力批發市場的異同

電力市場自由化的目標在於讓市場在公開、公正、公平的原則下充分發揮競爭的作用，以提高電力市場的整體效率。

為了使發電端能夠充分展開競爭，自由化下的電力市場應取消對投資發電廠的種種限制，各種投資機構和個人可以自由進入發電領域進行投資，並且可以做為獨立生產商(IPP)，經營電廠以獲取利潤。在競價上網方面，所有發電廠能夠平等地進入電力交易市場，在同一套競價規則下公平競價，發電商可以在交易所把電賣掉，也可以和大用戶簽訂雙邊契約交易，發電商無須面對更多的直接眾多消費者，他們只需要關心自己的經營管理，提高生產效率，降低生產成本，以獲得更大的競爭優勢，並獲取更大的利潤。在交易市場中，他們面對的是有限的競爭對手，這些競爭對手的基本生產情況是可以粗略的估計出來的，發電商可以根據競爭對手的生產情況進行策略性賣方策略調整，以獲取較高的利潤。由於發電市場中的市場成員數量相對較少，在管制鬆弛的制度下，具有較大市場份額的發電商往往可以控制最終的上網電價，少數幾個發電商甚至可能進行勾結，哄抬報價，使得成交的上網電價越來越高，造成市場中不公平的交易情形，而使批發市場處於失靈的狀況。

在電力批發市場，市場技術支援系統通常包括報價系統、競價系統、訊息發佈系統、契約管理系統、結算系統等，可以透過對傳統的能源管理系統 EMS 的升級改造來實現。可以看出，複雜的電力市場對技術支援系統安裝在電網的調度控制中心，集中管理電力批發市場的運行。發電商為了獲得最大利潤，必然要採用先進的發電廠競價支援系統來進行上網報價。同時，為了降低成本，發電商將增加對公司內部企業資源計畫(ERP)系統的建設，以便在採購、燃料控制、人員管理等方面加強管理，降低各個生產環節的生產成本，使在上網競價中具有優勢。

在電力零售市場展開競爭的首要問題是必須打破配電公司對各自配電專屬區的壟斷，開放配電網，提供電力零售轉運業務，電力經銷商和電力經紀人的出現，使得電力零售市場上的售電競爭更為激烈。在電力零售市場中，可能存在相當多的電力供應商和成千上萬的家庭用戶，零售市場成員遠多於電力批發市場的市場成員。因此，電力供應商不僅要比較所提供的產品價格，更要比較電力供應的服務項目與品質；不僅要採取措施保住原來的契約用戶，更要想辦法去開拓新的契約用戶。在自由化的零售電力市場下，由單個電力供應商壟斷電力供應或者少數幾個零售商操縱零售電價是不可能的。零售電價將隨著眾多電力供應商之間的完全競爭越來越低，最終逐漸穩定在一個較低的水準。

電力零售市場的實現並不需要批發市場那樣集中式的技術支援系統做為保障。為了實現對用戶的電力供應，電力供應商必須擁有一套自己的管理系統，該系統必須包含用戶管理、訊息發佈、計量、契約管理、結算...等項目。電力供應商甚至和從事計量服務的公司合作，把複雜的電費自動計量工作交由該公司，進一步降低了本身自動化系統的複雜程度。每個終端零售用戶可以透過各種公開的媒體獲得市場上電力供應商的服務項目和價格訊息，從中自由選擇對自己有利的服務商，還可以尋求電力經紀人的協助，經由這些電力仲介公司來安排對自己最有利的電力服務。

二、自由化下電力零售競爭的影響

1.改善服務、降低電價、促進電力改革

開放配電網引入電力零售競爭將為電力用戶提供多種選擇的機會，包括：不同的供應商、不同時段的用電、不同的費率結構、不同的付款方式、不同的用戶面管理、自己發電或者儲電。

如同以往開放電信市場的民營化一般，隨著電信公司之間的競爭增加，電信費用逐漸下降，而服務項目與品質則逐漸增加。類似地，開放電力零售競爭之後，售電公司將會首先關心如何留住老用戶，以及如何透過改進服務和提供優惠條件積極吸引新用戶。在面臨鄰近地區售電公司和競爭的情況下，一切對用戶不合理的收費都將被立即取消，一切對用戶用電的限制都將解除。讓更多用戶消費更多的電力，以獲取更多的利潤是售電公司和配電公司追求的共同目標。在此一目標下，配電公司將會加強配電網的建設和維護，不斷改造和提高本地區配電系統的供電能力，經由提供更多的轉運電力獲利。開放電力零售競爭，有利於吸引國外資本投資國內的配電系統，他們將會購買配電公司或者成立售電公司，透過提供競爭性的電力供應服務獲益，這些已經被先進國家的電力市場改革所證實。從事諮詢和代理服務的國外公司也將會在國內的電力零售市場中擔當電力經紀人的角色，他們的專業服務將會有力促進國內相關產業的發展。電力用戶是電力改革的真正獲益者，當然也是這一改革的

真正動力。可以預測，電力零售市場將可加速電力市場的改革深化。

2.充分發揮自用電廠和小水電資源的潛力

在電力零售市場的競爭中，小水電和企業自備電廠將會有新的發展。對於許多季節性小水電來說，他們的發電受到降雨的影響很大，經常只能在雨季水量充沛的時期發電。但是，水電的發電成本低，這些小水電完全可以和用戶簽訂短期的期貨合約，規定在指定月份內為用戶提供低廉的電力。只要零售市場是開放的，小型水力發電就能在市場找到買主。電力零售市場上的電力供應競爭同樣給企業自備電廠帶來新的商機。

擁有自備電廠的企業在電力零售市場上面臨三種選擇：1.從電廠購電；2.自己發電，自給自足；3.自己發電並賣電給電網。根據發電競爭市場的電價訊息和零售電力市場的需求資訊，企業完全可以運用自備電廠的資產，讓它發揮更大的作用，產生更大的效益，並可為附近的企業或用戶提供供氣和供電服務，自備電廠做為電力供應商的優勢和潛力很大。電力零售市場的建立將會使得電力零售機制逐漸確立，任何形式的發電商都可以做為電力供應商向零售市場提供電力產品，在零售市場上公平競爭。

3.為分散式發電創造生機

在電力市場為獨占的情況下，火力發電是主要的發電形式，規模由小到大，而在面臨石油和煤炭能源的逐漸枯竭以及核能電廠的

高風險，電力零售市場的出現為分散式發電型態創造了商機。例如近年來，風力發電、太陽能發電、燃料電池...等再生能源發電系統得到了快速的發展。

電力零售競爭也將促使售電公司發展小型發電裝置，在小型發電裝置技術快速進步之下，大型發電裝置的規模經濟利益將不再具有絕對優勢，大型發電裝置變得只對大用戶有效，小型發電裝置可以滿足低壓用戶的需求。因此，在電力零售市場上，用戶可有多種電力產品和電力服務的選擇。在全球日益關注環境問題之下，用戶對綠色電力的需求將會更加促進再生能源發電系統的迅速發展。

4. 催生新的電力計量系統

電力系統原來的計量系統的建設、維護和抄表全由賣方包辦，而電力零售市場的出現將使之成為買賣雙方爭執的焦點。因此，可以誕生獨立於買賣兩方的計量公司。電力零售交易的出現將引起廣大的分散用戶的電力計量系統出現重大變化，可以由每月的累積值改為分時段(峰、谷)計量，進而發展為實時計量，並且傳遞電價的預測資訊與實時訊息。而現代通訊和電腦技術的快速發展也將使得電力計量及收費技術將出現重要的變化。

5. 促進負載管理技術發展

電力零售市場的出現將帶動負載管理技術的發展。負載管理包括負載/電價預測、負載控制和用戶端需求面管理(DSM)。DSM 由用

戶響應電價變化達到縮減尖離峰用電差異的重要作用，只有零售市場將電價變化及時通知給用戶才能真正實現。

6. 促進配電自動化系統的升級

發、輸、配電環節利潤重新分配，配電公司將出現橫向整合，同時經營多種公用事業服務，相對於發電公司而言，配電公司的價值顯現在：大量降低成本、大量的現金流量、競價與開放的市場、與用戶直接接觸。這些價值使得電力零售成為十分獲利的業務，許多電力公司寧願退出發電領域，也不願意放棄原先的配電業務。在電力零售市場之下，分散式電源和分散儲能裝置的出現必然要求改進繼電保護等自動裝置，同時，配電自動化系統(DAS)在訊息、通訊和功能方面必須適應新的交易方式及安全需要，加以改造和擴展。

三、電力零售購電選擇權開放問題探討

零售開放是用戶的購電選擇權，對於零售開放的一個基本的問題，即：批發競爭和零售的結算體系及其配套措施。電力零售市場上有成千上萬的用戶，而不僅僅是幾個或幾百個用戶。以美國為例，各州管制者在改革過程中必須不斷地補充電力零售市場相關規定以解決在推行初期時沒有考慮到銷售端競爭所帶來的問題。

在零售開放之前，每個電力公司都有配電部門，它們負責配送公司所生產或購買的電力。使用者從當地電力公司購買標準的電力

服務，同時也連帶購買了配電服務。而配電部門的主要功能包括：

- (1) 規劃、安裝、維護電線杆和線路，在暴風雨或故障過後恢復這些設施和線路的功能。
- (2) 計量、計費和使用者服務。
- (3) 出現發電短缺時，制定用戶停電計畫。

在零售市場開放後，用戶可以選擇由誰來供電，而配電公司傳輸其他公司生產的電力，並且可能會有上百個競爭的零售商。零售開放使得配電部門(或配電公司)的作用變得更複雜了。但是在零售開放情況下，它們到底應該有什麼樣的功能是具有爭議的。

(一)最終的零售市場開放的架構

所謂最終零售市場開放架構的基本模式，即：

- 受管制的配電公司，負責提供和維護所有的配電設施(電線杆和線路)，並收取相應的費用，包括配電線損的費用。
- 使批發市場發揮功能，包括對最終用戶每小時用電量的計費和透明的現貨價格。
- 相互競爭的零售商，它們為所有使用者服務，只保留少數零售功能以防止零售商中斷服務或信譽風險(最終供電義務)。
- 具有一個結算體系，以確定電力銷售之數量與對象，還要負責計費、結算和資訊傳遞系統等基礎設施。

這些都是最核心的要求，也存在一系列的計費和結算問題，包

括誰應該提供電度錶，誰應該發出帳單，沒有分時計費的電度錶的使用者(即負載配適曲線)等問題。配電公司作為預設服務(default supplier)的供應商，也可能被要求依規定的價格售電。

在美國，關於零售准入曾產生了很多的混亂和爭論。產生混亂和爭論的原因是沒有按照邏輯順序進行改革，隨後也沒有採取補救措施來解決各式各樣的問題。其中最重要的問題是：採用自上而下的價格設計來解決套牢成本(stranded cost)問題，結果導致零售市場上缺乏競爭，只能按照管制價格售電。這主要是美國的問題，因為整個電力產業都是民營的，而對於套牢成本回收的問題，最好是透過協議或剝離拆分進行早期評估來解決。

(二)競爭性的批發市場

關於批發市場的運作，具有透明現貨價格以及高效率的批發市場是零售競爭的基礎。競爭性批發市場是決定電價的機制，它能代替管制，保護最終用戶。在多數的經濟領域，競爭都是保護最終用戶的。如果它運作得好，電力產業也同樣會保護最終電力用戶。

由於多種原因，有一個透明的批發現貨價格是建立高效率零售市場的一個關鍵因素。它對於批發市場也很重要，因為：

- 相當多數量的用戶都應按現貨價格來支付，以便有足夠的需求反應來結清市場，並削弱發電廠商的市場操縱力。
- 發電廠商(尤其是小的、新加入市場的廠商)需要有現貨市場和

現貨價格。因為如果他們的電廠退出運行，市場就可以自動地為他們提供所需要的備用電量。再者，透明的批發現貨價格對零售開放也同樣重要。

- 必須解決用戶用電量和賣方賣出量之間產生的不可避免的差額(不平衡量)，而現貨價格可以解決此計價問題。
- 現貨價格展現了電力的價值，它對於很多套牢成本的估算方法也很重要，也可以用來處罰不能提供服務的公司。
- 使用者需要有現貨價格，用來評估競爭性發電報價的合理性。
- 預設服務的供應商(和其他市場參與者)需要現貨價格來評估與發電廠商之間可能簽訂的契約。
- 使用者需要現貨價格變化的歷史清單，以此來決定是否需要購買「價格保護產品」，以減少費用的不確定性。

以美國為例，有些州試圖引入零售購電選擇權，但沒有批發市場功能，沒有透明的現貨價格，這將會產生嚴重的問題。

(三)競爭性零售商

零售市場是否存在競爭取決於是否制定了清楚且可執行的規則和程式來監督零售商的資格和行為。規則也應規定相互競爭的零售商的義務和不能提供服務時所應受到的處罰。

然而，當現貨市場上的價格變高時，參加競爭的零售商發現將電賣回到現貨市場上會更有利，因此不能履行其與用戶的契約；因

此有些零售商就不得不替那些毀約零售商的使用者提供服務。但問題是：誰會提供這種服務？以及應該以什麼價格提供服務？

可行的解決方案為：如果他們的零售商毀約，用戶可以簡單地支付現貨價格，但是他們希望透過簽訂契約來得到保護。如果用戶都按預定的價格被簡單地推到受管制的承擔預設服務的電力公司，那電力公司就會面臨很大風險，因為多餘電力的成本要高於預定的收費。雖然用戶可以經由訴訟來強制契約的履行，但對於相對很小的個人利益，這種代價就太昂貴、太耗時間了。

因為存在有約束性的規定和對毀約的處罰，所以零售商自己也不願意輕易放棄他們的契約。如果將處罰寫入約束性的條款中，這時就應基於未提供電力的價值(即現貨價格)進行適度的處罰。

同樣地，零售業的競爭也要依賴電力公司公平的做法。不管用戶選擇哪家零售商，電力公司都必須提供同等品質的配電服務，不能利用其壟斷業務來幫助其旗下的零售公司的競爭行為，而且如果它沒有向其他競爭夥伴提供有關用戶的有價值的競爭性資訊，那麼它也同樣不能向其下屬的零售公司提供。

1. 零售商資格

零售商可以做為中間人，去安排電力供應以滿足用戶的用電需求。零售商也可以是一家有自己的電廠的大電力公司。由於任何零售商的行為都會影響到整個系統。因此，制定一套關於零售商供電

義務和資格的規定相當重要。這些規定通常包括信用狀或其他財務協議，以保證在沒有支付其用戶使用的電能和傳輸費用之前，零售商不會逃逸。其他的規定是用來保護用戶，防止沒有任何資源的零售商誤導市場行為和發出突然變故。

即使已經盡力確保只有合格的、有責任感的零售商才可以從業，但是沒有辦法強迫一個想退出市場的零售商繼續營業。例如美國 AES Power Direct(新澤西最大的電力供應商)在 2001 年初放棄了 15000 多個居民用戶和小商業用戶，因此造成了混亂。

2.妨礙零售競爭的市場條件

如前面的討論，零售的可能性是非常有限的。因此，更為重要的是，在零售商確實能增加價值的地區不應該單獨向電力公司分配潛在的增值任務而妨礙競爭。例如：

- 預設服務的固定價格使競爭者很難提供套值交易。
- 基於電力公司歷史成本基礎上的標準報價或預設服務的固定價格太低，就會阻礙新的參與者進入。
- 不允許零售商直接向用戶收費，就可能失去簡單帳單或複雜帳單能提供真實資訊的優點。這是零售商可能提供的、用戶也可能接受的資訊。
- 計量方面的競爭本身就存在問題。由於時間固定和潛在的欺騙行為等原因，配電公司應該退出競爭市場，專門提供增值服務。

例如，當價格升高時，自動給用電電器停電。

這些情況在過渡時期可能是不可避免的，但是如果目標是實現零售業的競爭，就需要認真的制定其零售規則。

3.零售開放下的結算

電力的交易需要一個大型的會計(結算)系統，而且通常是在最後一分鐘才計算出結果，如果計算錯誤，就會產生相當大的混亂和費用。零售商必須在使用者同意下提供電度錶、抄表、把資訊傳輸到計費系統、準備帳單、寄發帳單，並收取費用。抄表並不是在每個月月底的某一天進行，且抄表的週期是連續的。由於經常會出現漏讀、估算的讀數偏誤以及現實世界裡需要處理的所有複雜情況，如果使用者可以變換供應商，將使情況變得更加複雜。

從批發到零售競爭的轉變需要有一套新的責任、決策、規定和協議。涉及的使用者越多，就越複雜，系統所需的成本就越高。整個資金流，從用戶到最終的供應商，要分成幾個部分，計費和會計系統必須保證使用者能拿到正確的帳單，並支付費用，保證配電公司、零售商、輸電公司和最終的發電廠商都能拿到錢。這比舊的一體化管理的電力公司的資訊和控制系統要複雜得多。

(1)零售開放後結算對於資訊的要求

結算所需的資訊必須從下面四個地點來收集：

- 發電廠的電度錶：由系統調度機構負責收集。

- 輸電/配電的電度錶：由配電公司負責收集。
- 用戶的電度錶：也由配電公司負責收集。
- 發電廠商必須告訴結算代理機構它與哪些使用者有契約，該契約是它把使用者和電廠聯繫起來的必須資訊。

最終的電力供應商無法跟蹤其到達最終用戶的供電量。它的電廠發出來的電力與它的用戶使用的數量必然是不同的，差額由批發市場用不平衡電量來彌補。辨別哪家公司為哪些使用者服務的惟一方法是：擁有一個記錄電廠與使用者之間契約資訊的會計系統。然而需考慮的是這些資訊儲存在哪裡？誰是結算代理機構？

(2)系統調度機構或當地結算機構負責結算工作

以系統調度機構或當地結算機構負責結算工作的主要問題是：系統調度機構是否應該有一個大型的中心會計系統，來記錄所有使用者的電度錶讀數，並與契約和發電廠商的出力相匹配，抑或是配電公司是否應該是一個當地的結算代理機構，作為系統調度機構和使用者之間的結算角色。

若以配電公司承擔零售結算的角色，則應允許它們用足夠多的時間獲得這項權利，建立就地結算機構。因為，配電公司一直在管理其用戶的大型會計業務，已有多年的經驗，而且如果不是因電力本身而是由於線路業務，這些人依然是它們的用戶。無論如何配電公司都要測量用戶的用電量，然後計費。而對於系統調度機構來說，

這是一項重大的新工作，與其最主要的系統調度運行任務相比，內容是完全不同的。

如果配電公司是結算機構，則就要負責為其配電區域內的使用者接收來自契約供應商的通知。它為所有的由同一個發電廠商供電的使用者累計電度錶的讀數，並把結果發送給系統調度機構。然後系統調度機構為該發電廠商累計所有配電公司上報的資料，並計算該發電廠商在批發市場以現貨價格買入或賣出的不平衡量。系統調度機構不需要知道契約價格或電度錶數的詳細資料，只需要累計電力數量。

同時，配電公司利用契約與發電廠商結算。在最簡單的系統中，配電公司也可作為發電廠商的計費代理商，依契約價格向用戶收取費用，然後再轉給發電廠商，或者配電公司將電度錶讀數傳給發電廠商，由發電廠商自己計算並向用戶開具帳單收取費用。

如果有零售商介於發電廠商和用戶之間，那麼就增加了一層複雜性。配電公司把每個零售商的數額累計起來，傳給系統調度機構，然後再由系統調度機構結算零售商和發電廠商之間的批發契約。系統調度機構負責批發契約，配電公司負責零售契約。例如，在阿根廷，配電公司是所有用戶的結算機構，只有特大用戶除外，它運作得很好。

相互競爭的零售商有時會擔心：讓配電公司進行契約結算會擴

大利益衝突，當然這也是可能發生的情況。因此於就地結算機構，是基於對成本和效益的考慮下的妥協方式。

(3) 實際案例

加州的三家電力公司都有各自不同的計費和通信系統，而且這些系統相對比較陳舊、不靈活。將這些系統用於零售市場成本很高，而且很費時，因為：

- 為了便於電力公司和零售商之間交換電度錶資料，系統做了一些必要的修改，但耗費的時間比預料的要久，在這期間，管制者還對標準進行了修改。
- 讀表資料庫的運行有很多問題，因為有些銷售商提供的是紙本的抄表資料，不是原先設計的電子檔。
- 電力公司的綜合計費也存在問題，原以為能從零售商那裡接收準備好的帳單資訊，並將其列印到用戶的帳單上，不需要進行進一步的計算處理。但太平洋電氣公司(PG&E)的計費系統不能處理準備好的帳單資訊；相反地，零售商必須提交它們的電價表，在列印用戶帳單之前，太平洋電氣要計算零售商的費用。

在英格蘭和威爾斯，由於缺乏計費、表計和結算系統，結果在引入零售競爭時出現了很嚴重而且成本很高的問題。在 1990 年年初，大用戶的結算是集中透過系統調度機構(電力庫)來進行的。剛開始

有 4000 個大用戶，而且運作得很順利。但是隨著零售開放，用戶數量增加，英格蘭和威爾斯還在繼續使用中心計費系統和複雜的線上資料獲取，就產生了各式各樣的問題，包括：

- 1994 年，在必需的依半小時計量的電度錶到位以前，需求量超過 100kW(約有 50000 個用戶)的用戶可以自己選擇零售商(以前只有超過 1MW 的用戶才能選擇自己的供電商)。只有 30% 已註冊參加零售競爭的地點及時安裝了這種必需的區間電度錶和通訊聯絡設備。因此，短期內，供電商和配電商必須依靠負載分佈圖，向使用者收取費用。由此導致實質性的計費錯誤，而且帳單被延期數月。為這一組用戶引入零售准入的總成本約為 2400 萬英鎊，而不是預期的 1000 萬英鎊(1 英鎊約等於 1.5 美元)。
- 1999 年出現了同樣的問題，將零售開放範圍擴展到所有小商業用戶和居民用戶(共 2400 萬用戶)的時間必須推遲近 1 年，因為銷售商沒有安裝必要的軟體和結算系統。當用戶選擇供電商時，用戶測量得到的電度錶數與資料獲取裝置回饋給系統調度機構的電度錶資料有很大的差別，這些差別導致分送出去的帳單是錯誤的，也造成傳給電力調度機構進行結算的資料出現問題。

4.計量問題

準確的計量是相當重要的，不僅是因為一般的商業目的，也是為了保證配電公司財務的穩定。由於電力的特殊性，決定了當最終使用者的電度錶讀數不準確時，承受虧損的不是零售商，而是配電公司。這也是讓配電公司來負責最終用戶的讀表工作的主要原因。

在電力系統，使用者電度錶所計量的用戶用電量同時也是零售商根據該表支付給發電廠商的數量，或是零售商在不平衡市場所擁有的電量。因此，零售商不具有讓表讀數準確的動機。如果表讀數低，那麼他支付的費用也少。

用戶端的表計上測量到的用電量與送到配電公司服務區域的測量電量之差，即是配電系統的損耗。如果使用者的表不準確或表的讀數不準確，電量差就會變大，該電量差可按配電損耗來對待。根據電量不足問題的處理原則，可對該電量差考慮如下：

- 比預期配電損耗要高，它由配電公司負責支付，直到下一次確定配電價格。該費用累計起來會給配電公司帶來很高的支出。例如，在新澤西州，由於電度錶的讀數過低造成來自使用者的收入降低 5%，這導致該公司有近 2 億美元的成本不能回收，這占了太平洋電氣配電收入的 25%，遠超出了配電公司的利潤。
- 或者透過提高電價，將多餘的損耗分配給所有的用戶(或零售商)。

不管採用哪種方式，電度錶顯示的用電量比實際低會因為其他人的付出而受益，零售商沒有任何誘因可以避免表計讀數偏低。這些成本永遠不會直接攤派給出售電力的零售商或購買電力的用戶。由於缺乏誘因機制來促使零售商準確履行這些功能，而且需要配電公司負責為不支付費用的用戶切斷電源，所以由配電公司負責控制表計和結算是相當重要的。

5. 預設服務

在某種程度上，要求的預設服務僅僅是繼續電力公司一直在從事的工作，也就是以規定的價格提供綜合列價的服務，但是在帳單上還是分列出各項價格，以使用戶可以自由選擇。可以選擇去他們想去的其他地方，而不必向配電公司支付商品配額費用。這與配電公司下設一個參與競爭的零售商的情況不同。競爭的目的是壓低價格。以下將討論在預設服務下所需的管理規則。

如果要求配電公司以規定的價格進行零售，而且要與其他零售商進行競爭，就會出現以下四個問題：

1. 配電公司是否為其出售的電力收取了公平的價格？如果配電公司簽訂了電力合約，該問題就會出現，因為合約管理相當困難。
2. 當配電公司出售自己電廠的電力時，還必須有人進行管制，它自己收取了多少費用？向用戶攤派了多少？

3. 預設服務是否阻止競爭的發電廠商進入市場？或者是否產生與配電公司利益相抵制的衝突？
4. 要求配電公司進行零售是否增加了配電公司受到不公平待遇的風險？至於允許配電公司收回多少成本則是管制者的問題。

有一學派認為：如果批發市場運作很好，引入零售競爭時，配電公司應該永遠沒有任何規定的零售預設服務義務，這樣就不會有衝突或交叉補貼。所有的零售業務由相互競爭的零售商來執行，配電公司沒有任何風險。另外一個極端是有些法律要求配電公司提供制式零售價格表，以此作為發放它們許可證的一個條件。

保留預設服務的主要原因是因為管制者對終日懶散在家怠於做決策的被動用戶的擔憂（不能騷擾某些用戶，強求他們做出選擇，以下簡稱被動用戶）。對於這些用戶，由於配電公司作為規定的預設服務供應商，被視為用戶選擇的拓展，因此選擇讓管制者和配電公司為替他處理。從市場研究中，可以發現，用戶要選擇定價方案，但不一定要選擇供應商；另一方面，用戶能更希望幾家電力公司提出方案，然後他們從中進行選擇。

要照顧到被動的使用者，很多地區都要求將規定的預設服務至少作為一種過渡，雖然當配電公司有零售義務時，它需要更多的管理與監督，而這被認為是個體成本的社會化。

在多數的情況下，只有管制者和被動用戶喜歡選擇受管制的預設服務，配電公司自己和相互競爭的零售商則不喜歡。相互競爭的零售商稱之為不公平競爭，因為它利用慣性的優勢，而配電公司認為這是沒有任何贏家的一種狀況。如果他們簽訂的合約的價格高於現貨價格，則他們會經由兩種方式受到處罰，因管制者不同意這些合約，用戶會覺醒而選擇其他的供應商，配電公司只有擱置合約。或者如果發生了相反的情況，市場價格升高了，用戶就會聚集到受管制的報價，而配電公司就必須以高於電價的成本進行採購，以履行它的義務。如果有設計好的電價，就可以解決這個問題。總而言之，雖然有個人的慣性，但根本擯棄受管制的價格的方案似乎是最好的結局，亦即全面開放購電選擇權。

6.對小使用者預設服務的設計問題

管制者決定配電公司如何從發電廠商處購電為小用戶提供預設服務。備選方案包括現貨採購、完全需求合約、與原電力公司的發電機組的新業主簽訂契約以及幾種方式的混合。另一個問題是：應該提供什麼樣的發電服務，透過現貨市場、固定價格，或者是合約和市場價格的混合。這些選擇是互相關聯的，即配電公司透過有同樣風險的採購來補償其零售報價。

(1)實質性批發電價直接准入

一個非常簡單的方案是把預設服務作為一種形式的實質性直接

准入。在這種方式下，使用者以「現貨市場價格」從電力公司購買電力，如果用戶不喜歡變動的現貨價格，則他可以選擇另一個零售商。

大使用者最好使用這種預設服務，小使用者最好使用管制性服務，但是不為小使用者推薦預設服務。事實上，實質性直接准入不僅簡單，而且為相互競爭的零售商提供了廣闊的空間。

但是，作為過渡機制，把經由現貨價格作為小用戶的預設服務的價格會有困難，原因有兩個：第一，如果確實有很多懶散用戶和一些慣性，該方案使太多的電力通過現貨市場，而批發市場主要是靠雙邊簽訂合約來交易；其次，這些被動或弱小使用者過去習慣的預設服務的相對確定的價格，他們很難接受現貨價格，他們過去習慣的是保留提供預設服務的首要原因。

(2)配電公司簽訂遠期合約的困難

由於小用戶和不太精明的用戶會中止預設服務，至少是在零售開放初期的幾年內，為預設服務提供某種程度的確定的價格是合適的。為避免不能承受的風險，以固定價格提供預設服務的配電公司必須有自己的電廠或以固定的價格與發電廠商簽訂合約。

配電公司簽訂遠期合約解決了上述兩個問題：如果小用戶只支付現貨市場費用，那麼他們的價格變化不會太大。發電廠商的市場操縱力由配電公司的市場力來平衡。大的合約市場的存在降低了發

電商的風險，因此會擴大競爭和增大容量。

然而，簽訂契約也有其本身的問題，而有些問題同樣也適用於依合約供電的銷售商。這些問題包括：

- 配電公司在契約中應購買多少電力？如果用戶在任何時間都能改換，則配電公司永遠都不會知道它有多少負載。配電公司會試圖要求它的用戶簽訂長期的合約，但是這偏離實際情況，而且管制者要給予用戶最大的靈活性和保護。
- 如果以長期契約為基礎的預設服務比短期的方案價格更高，用戶將進行更換，使預設服務供應商不能收回成本。
- 由於配電公司不是最終用戶，它們不會積極地最小化合約價格，這項功能必須受到管制。
- 對於要如何管制合約市場，由於很難決定預設服務供應商是否慎重地簽訂了合約，管制者總會有第二種看法：如果現貨價格低於合約價，配電業就應該購買現貨；如果現貨價格高，就應該簽訂合約。
- 配電公司可能需要對合約進行預審，這會使合約簽訂過程變得很煩瑣，而且成本很高。
- 擁有電廠或必須與電廠簽訂合約的配電公司可能會偏向照顧自己的電廠。

(3)可能的解決方案

由於配電公司是預設服務供應商，而且需要簽訂合約，這將引發很多問題，但也有很多可能的解決方案，包括：

- 要求擁有電廠的配電公司把一部分中期合約拿出來投標、拍賣。合約的格式必須被詳細說明以促進各投標方的比較。(美國新澤西州採用)
- 預設服務功能本身可以參加投標，但必須要求有詳細的規定，以便可以對投標進行比較。
- 配電公司可以進行合約談判，以固定的價格只為小居民用戶提供供電服務。要求用電量超出限額的用戶選擇另外一家供應商，或支付小時現貨市場價格，或支付按每月計算的現貨價格，這取決於它們的表計。
- 預設使用者可能被要求簽訂一年的合約，並指定一定量的電能(可能隨季節變化)，將以固定的價格由合約供應商供應。與該電量不同的偏差將按現貨價格收費(或補貼)。其次，固定價格的負載將相對可預測，它簡化了合約簽訂和投標評估過程。

後一種方案使用戶的帳單很穩定，因為它能保護配電公司免受太大的風險，它為大量用戶發出了邊際價格的信號。

(4)競爭中預設服務的有效電價設計

預設服務價格的最有效設計包含一定數額的電力按固定價格支付，而相對該電力多消費(或節約)的電力就按電量現貨價格進行支

付(或得到補償付款)。固定數額的電力是以歷史性消費為基礎的計算的，或 80%基於歷史性消費，或者是由用戶選擇的數量。用戶可以選擇每月 250kWh 的電力按固定價格支付，而多消費(或節約)的用電量則按現貨價格支付(或抵扣)。

透過調整固定價格所對應的電力大小，用戶可以控制他們所面臨的價格變動的用電量。任何與指定數量的偏差都按小時價格收費將是理想的。但是，它也可以通常和沒有分時計費的電度錶的用戶的每月平均價格一起使用。

儘管這種方法對喜歡偷懶的被動用戶及弱小群體來說很複雜，但沒有哪種預設服務的方案是完美的，總之，最好是預設服務方案只對小居民用戶提供完全確定的價格，而大使用者不需要這樣的保護。和他們採購所有其他商品的技巧和技術一樣，任何一位生意人都應必然能夠選擇一個合適的電力供應商，故較無需保護大用戶。

這意味著簽訂固定價格的預設服務合約的數量是非常有限的，但假設使用者可以使用任何其他方式的報價。應經由充足的資訊和提前通知，漸漸地廢除這個辦法，使使用者從預設服務中退出。未能選擇的用戶可以使用收容性服務，因為使用收容性服務定價，通過現貨價格增加了收容性服務的風險，這些風險的額外成本應由使用者均攤。

(5)使用購電選擇權者的價格和預設服務使用者的價格之間的關係

如果始終如一地公平對待行使購電選擇權的用戶、預設服務使用者或收容性服務用戶，則：

- 進行選擇的用戶應支付配電公司解捆式的配電和輸電費用(加上套牢成本和系統合理利潤)；
- 預設服務的使用者應支付上面這筆費用+配電預設或收容性服務及發電服務的成本。

換言之，捆綁服務費用和僅僅傳輸費用之間存在明顯對應關係。在西班牙沒有這樣的關係；在美國伊利諾州，進行選擇的用戶有一個特別的折扣，稱之為「調節係數」，它可以鼓勵電力公司減少套牢成本。

7.沒有進行選擇權的用戶是否應指定一個零售商？

在剛開始的時候，通常多數小用戶都沒有選擇備選的供應商。許多零售商認為那些沒有做出明確選擇的用戶應隨機地分派給其他零售商，而不是和原來的電力公司綁在一起。有些人則認為這會產生衝擊。例如，當喬治亞州把天然氣用戶分派給零售商後，零售商的用戶量太大了，造成了非常嚴重的計量和計費問題。因此，應該沒有必要強迫用戶轉向新的供應商，不更換也是一種合理的選擇，但也應存在有預設服務方案。

8.小結

零售開放的制度性安排非常複雜。如果沒有正確的市場設計和

認真的準備，那它可能會帶來災難。總結以上的討論，以下將零售准入問題做一總結：

(1)有效的競爭性批發市場

如果配電公司保留它的發電廠，或將電廠賣出去，並與電廠新業主簽訂電廠壽命週期契約，那就不存在有新公司進入的機會。如果交易規則沒有改變，則零售商進入的機會就很小。現貨價格做為契約評估的基準和對於使用者的價格信號，對市場的平衡、結算以及跟蹤套牢成本的回收都很重要。而分時計量的方式對於發揮批發市場的作用也是很重要的。

(2)配電公司的行為準則

如果配電公司擁有參加競爭的零售商業務，則必須制定避免利益衝突和交叉補貼的行為準則。

(3)零售商的資格、行為和轉購參考價的規則

由於任何零售商的行為都會影響到整個系統，所以必須制定有關零售商資格、責任和財務保證金的規定。如果零售開放能夠實現，那麼零售代輸轉購參考價就必須受到管制。

(4)結算機制

由於市場參與者很多，因此結算就變得很複雜。正確的結算價格應是現貨價格，配電公司最適合於處理用戶端的結算，可以確定用戶消耗了多少電力，哪個零售商負責提供這些電力。

(5) 計量、計費和資訊傳輸的基礎設施和協議

必須制定出詳細的負載分佈、電度錶讀數的估計、校準電度錶的實際讀數，並制定出有關用戶分期付款和損耗處理的規則。

(6) 「套牢」成本的回收

最小化用戶分攤套牢成本的回收機制是零售開放計畫的一個基本的組成部分。自下而上的定價方法要求對套牢成本進行專門的評估，而自上而下的方法更容易實施。而固定價格會使需求反應不起作用，並會把競爭的零售商排除在外。此外，在實施自上而下的方案時，就會給電力公司帶來巨大的風險，尤其是如果要求它們將發電資產剝離拆分出去時。

四、電力零售制度的運作

本節將以美國為例探討零售體制的運作方式和定價方法的相關問題。

(一)可行之電力零售模式

在自由化的電力市場下，最終將走到電力零售制度，其可行之步驟或方法如下：

- (1) 首先對大用戶逐漸實行零售；
- (2) 採用地區結算。
- (3) 開始時，使用分時電錶計量的負載占總體負載的很大比例，並且最終將全部實行分時電錶計量。
- (4) 預設服務的價目表中的有些專案是以現貨價格為基礎，固定價格只提供給小的居民用戶。
- (5) 最終將對所有的使用者解除預設服務，只保留極少的收容性供電服務。

以下詳細說明上述各項因素之內容。

1.對大用戶逐漸實行自由購電

由於電力零售的開放十分複雜，所以先要按用戶的大小進行試點，逐漸汲取經驗。首先可從最大的用戶開始，然後逐步推廣到最小的用戶的做法具有許多優點：

- 大部分用電需求可以被引入到競爭性電力市場，而這大部分用

電需求只牽涉少量的用戶。

- 由於相對於銷售額而言，大用戶開放的市場成本非常小，所以大用戶是最吸引零售商的。因此，許多零售商可能對這樣的市場特別感興趣。
- 對於大用戶來說，使用小時電錶計量的成本是很低的，它們以前的電錶通常也是可以分時記錄的。
- 可以經由一個小批量的交易來測試資訊傳輸和結算系統，並且可以檢測出任何錯誤和缺陷。

2.採用本地區結算

結算是確定誰用了多少、誰傳輸了多少，以及不平衡電力成本是多少的過程。這個過程是由系統調度機構為所有的市場參與者完成的，或者由配電公司、其他代表用戶或發電廠商利益的地方配電公司來進行的。市場中存在大量的買方和賣方，依地區結算是最有效率的。然而，結算並不是整個零售制度結構所需要的，而是應該以最有效最簡單的方法。

3.分時計量

獲得需求端對市場的有效回應之關鍵是分時計量。不管是合約電價或是現貨電價，分時計量是支付與時間相對應的電價的先決條件。它不僅是對零售方面，也是發電端競爭的一個先決條件。分小時計量應在零售開放之前實現，而不能滯後進行。在現貨價格出現

之前，分時電價的簡化形式總比什麼都沒有要好，這至少會讓用戶產生一種概念，那就是電價的改變不是一年才變一次，而是比較頻繁的。

對還沒有小時計量裝置的使用者所使用的負載配適曲線會頻繁地更新。當原來採用便宜的負載配適曲線計量的使用者，在採用小時電錶計量後會得到更好的結果時，剩下的採用負載配適的使用者群的電價將越來越昂貴。

當最終每個用戶都使用小時計量的電錶的時候，即時價格資訊必備的昂貴的資訊交換設備和讀表設備就不是必要的了，雖然這些設備的價格也將下降。用戶能夠在網路上或者其他一些公共媒體上查到每小時的現貨電價。同時，電錶也可以每月抄讀一次，如果有必要的話，小使用者的小時計量裝置的成本費用可以由系統的效益中獲得補貼。

4. 電價改革

未受管制的零售商根據零售市場的需求自由地向用戶提供報價。但是對於預設服務，最有效的方案要包括一個固定數量電量的固定價格和支付(或補償)高於(或者是低於)合約規定數量的那部分電量的現貨價格。這個數量的具體數值可以按歷史消費的百分比來確定，或者由用戶來決定。如果預設服務要提供全部固定的價格，那麼也只能提供給小用電量的居民用戶。

為了提供固定的價格範圍，或者規避市場價格的波動的風險，以美國為例，必須允許市政電力公司或者保留發電廠，或者與發電公司簽訂(受管制)合約。前者是指允許自主經營，後者是把管制者作為合約談判雙方的中間人，置於管理拍賣的位置，或者是在事後謹慎地對市政電力公司簽訂合約的過程進行審查。在過渡時期，發電廠商和配電公司之間的自主經營可能存在問題，預設服務最終應當退場。

5.最終取消預設服務

隨著資訊的充足和預先公告，享受預設服務的使用者逐漸退出，最終會取消對使用者的預設服務。對於極小的用戶這種特例，可能還會提供一種收容性的服務。在過渡時期的後期，還需要保留最低限度的最後救助的供應者責任，以對極少數的使用者服務。這些問題是用戶在選擇新供電商時，或者難以讓用戶進行選擇時發生的。總而言之，隨著管理成本和信貸風險的增加，配電公司通過現貨價格提供這種最後救助的供應者服務是有意義的。

由於大多數最後救助的供應者的用戶會有信用風險，最好採用預先付費電錶，這樣可以最終消除信用風險的問題。

(二)美國的例子

在美國零售准入的情狀可以概括如下：

- 加州、緬因州、麻州、新澤西州和俄亥俄州在電力零售開放開

始時就允許所有的用戶選擇供電商。但是美國大部分有零售准入許可權的地區已經採用了逐漸零售准入的形式，雖然並不總是首先允許最大的用戶開始選擇購電。在美國羅德島州、蒙大舒州、伊利諾州、特拉華州、新罕布什爾州和紐約州遵循大客戶優先原則。而比如康乃迪克州、賓州和紐約州的羅徹斯特、聯合愛迪生(Consolidated Edison)都是採用逐漸推進的方式。

- 在許多州，對小時計量的疑問與對競爭性計量的爭論混在一起。事實上，小時計量給全部市場參與者帶來的好處遠大於用戶選擇電錶供應商可能得到的好處。
- 自下而上的定價方法在其他一些國家是很普遍的，但在美國這個套牢成本回收存在很大問題的國家裡是很少見的。緬因州採用自下而上定價方式是因為它的配電公司不允許銷售電力。從本質上來說，公用事業委員會需要標準報價的發電，而且用戶支付市政電力公司的輸配電費用再加上一個標準報價的發電成本。紐約州在綜合估價凍結期結束後，各個市政電力公司使用自下而上定價方式。
- 美國大多數市政電力公司的標準報價是舊的綜合價格的自上而下定價形式，這個價格是一個固定的、利用行政手段確定的與實際市場價格毫無相同之處的用戶轉購參考價。由於管制的價格是固定的，所以零售商們幾乎不需要提供報價。在一些州

裡情況甚至更糟糕，像賓州和俄亥俄州，這些州的立法機構為了使零售開放取得成功，人為地提高用戶轉購參考價。在一段時期內，這些標準價格可能會誘使用戶離開他們現在的供電商。但是如果批發市場價格的成長高於用戶轉購參考價，那麼就會有大批的用戶重新回到以前的供電商處，零售商們就會退出該州。

五、台灣未來建立零售競爭市場的規劃方向

國內目前電力改革方為起步，且改革方向仍有爭議，而目前在IPP 簽立 25 年保障購電契約，加之台電維持不分割情況下，電力批發市場在短期內難有所規劃。由於批發市場電價無法決定，可以預見開放電力零售競爭的日期亦相當遙遠。我國日後欲開放電力零售部門競爭時，針對電力零售市場的設計，各主要議題建議及程式如下圖 8.2 所示。

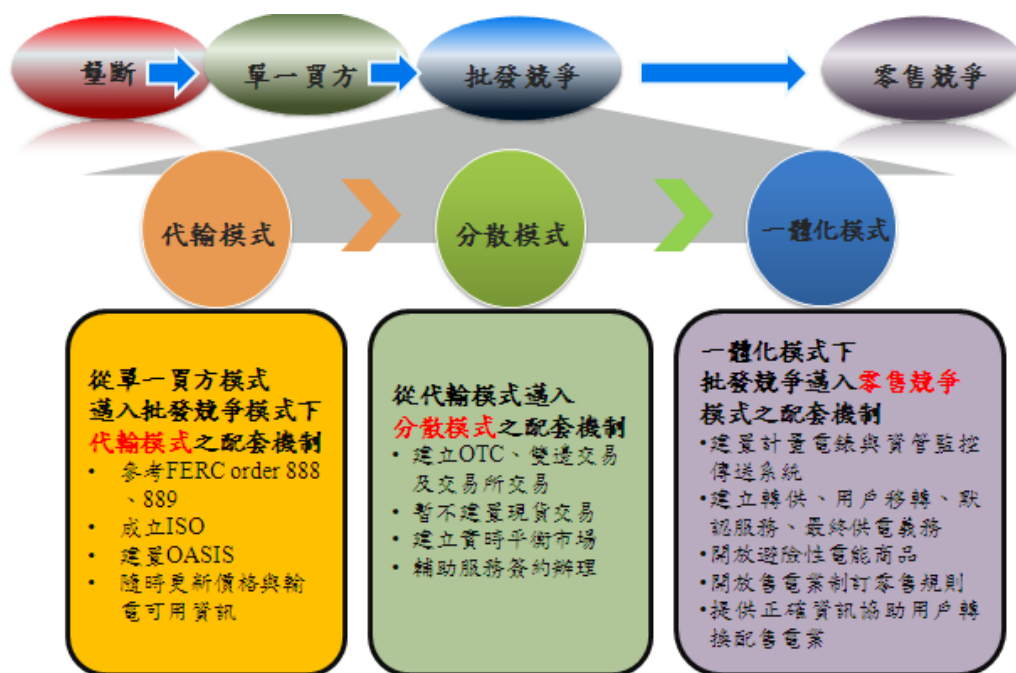


圖 8.2 電業自由化之過渡轉型機制與配套

台灣的電力市場目前已進步到單一買方的階段，如圖 8.2 所示，接下來應該朝批發競爭的階段前進，最終達到零售競爭的階段。從交易模式來看，代輸模式為市場從單一買方模式邁入批發競爭模式下的配套交易機制，更進一步發展則為分散式交易模式，此種模式

為英國典型的交易模式，在各國已有相當的發展經驗之下，台灣應可以跳過代輸模式而直接進行分散式交易模式。在分散模式運作順暢之後，則可容易地進入一體化交易模式。

對於台灣未來開放電力零售競爭市場，本研究之建議如下：

1. 市場交易對象的進入與提出條件

由於直接用戶(大用戶)與電力供應商的電力需電與能量大，應有認可之信用評等或信用擔保。至於最終電力用戶，因電力需量與能量小，其信用條件可由電力供應商與其簽訂雙方契約決定。

2. 市場風險管理

市場交易對象若無法提供認可之信用評等，建議選擇下列各項信用要求方案之一：(1)長期安全基金保險，金額以 28 天之平均電力需求計算；(2)從符合信用評等之母公司處獲得母公司的保證書；(3)信用狀；(4)零售市場管制機構認可之其他方式。

3. 交易產品類別

由於現有技術條件下之智慧型即時電錶所費不貲，非一般消費者能夠負擔，解決之道為供電類別的設計；係根據歷史負載型態資料，將不同供電季節與時段之電力負載資料利用統計方法畫出曲線圖，並參考供電容量成本與能量成本的資料，據以規劃出不同電力產品，訂出合理的費率(包括容量費率、能量費率、

以及用戶費率)以反映真實的供電成本。至於供電類別的設計建議盡量開放與零售電力供應商決定，以增加產品多樣化與選擇性。此外，也可以授權電力零售商設計電力需量反應契約，以及其他相關的能源服務等。

六、本章小結

開放電力市場零售競爭的影響，大致包括：可降低買賣雙方的交易成本、降低市場風險、增加新進的市場參與者以及小規模的買者與賣者、可有效的與大規模現存的對手公平競爭、降低資訊不對稱及道德風險、充分傳遞批發市場之價格資訊至零售市場、促進競爭效率，若開放範圍用戶夠多，售電業可行使買方市場力，壓低批發電力市場價格，小用戶亦可分享電業開放之效益，新的需求面管理的形成。

依國外電業自由化經驗，若不開放零售競爭，電力用戶無法進入電力市場，改革的利益通常只停留在發電階段，亦即由發電業者所獨享，中小用戶無法分享利益。

若售電業不開放，意味著配售電業仍然是準獨占的產業，其售電價格仍受管制，管制者必須決定配售電業對所有的電能以及輔助服務之購買是否合理，在資訊不對稱下，尤其電力市場又有現貨與期貨交互關係，對管制者而言，是極端困難之挑戰。

由於最低的電力與輔助服務的成本無法或很難計算，最好的決定方法就是讓競爭性市場來決定之，因為競爭的市場會提供強而有力的誘因讓成本最小化，同時也會決定由哪一家廠商來提供。

零售競爭市場的存在提供了傳遞電力批發市場價格變動的訊息機制，而能讓用戶直接對電價做出反應，使資源配置具有效率。

零售競爭的開放是電力批發市場改革成功的必要條件，此點在加州的電力危機中就已顯現，若批發市場的即時電能價格不能傳遞到消費者的手中，那麼電力用戶就很難做出有效率的決策，因此零售市場的開放設計應以能傳遞批發市場的價格訊息為原則，這意味著零售市場必須能以兩種方式傳遞價格訊息，一是能以如同批發市場般的用即時電表來計量電力的消費和計價，或者是以某種加權的平均價格來計價，但必須至少能有避險合約的搭配來規避批發市場價格波動的風險，若以後者的方式來計價，通常消費者會付出高於批發市場年平均價格的固定價格，高出的部份即是風險貼水。

零售市場的開放也是解決長期以來電價受管制無法反應成本的事實，受管制的電價若想調升，依各國的經驗顯示是極端困難且很難為大眾接受之事，不論調升的合理性正當與否。然而，若在一開放的市場上，私人公司為追求利潤，當批發市場價格飆漲時，自然會反映在零售市場的價格之上。

玖、主要發現與結論

1. 碳稅課徵與規劃

電業自由化是本研究的實質內涵，它與碳稅、能源稅的結合，可以認為是在一個完整的電業自由化市場需要解決外部性的問題，而此最大的外部性問題，即為碳排放所造成的溫室效應問題，因此為了避免「電力市場失靈」而造成資源扭曲，規劃實施健全的碳稅或碳權交易市場，實為電力市場自由化建置執行的必要條件之一。

電業自由化前後與碳稅的關係，雖然在理論上自由化市場下進行碳稅的課徵較能降低對消費者的不利影響，且能達成整個經濟體與所有市場參與者皆承擔減碳的責任。但在獨佔或寡佔的電力市場下，政府對於獨佔業者進行各種價格管制以及碳稅的課徵都取決於政府的節能減碳政策目的與決心，透過最適的管制方式，一樣能達成將碳排放之環境外部性納入規範，因此，碳稅課徵與否不必然與電業自由化有關。例如，在經濟穩定成長之下，政府以租稅中立的方式課徵碳稅，應是最佳的時機與方式，此與電業自由化並無絕對之關聯。當然若「電業已自由化」，但市場結構卻仍維持寡佔情況，而市場又缺乏強而有力的「管制機構」時，此種情況下課徵碳稅對消費者來說是非常不利的，因為消費者仍是市場價格的接受者，要承擔所有的減碳責任，而獨佔廠商只會把減碳成本完全轉嫁到用戶身上，而不會有誘因去提升節能減碳的技術與創新的研發。

至於有關碳稅制度的內容規劃，在稅基方面，碳稅的課徵對象，基本上是以燃燒會排放二氧化碳的化石燃料為主，其他排碳部門的「非化石燃料燃燒」排碳為輔。而稅率基本上是以 CO₂ 排放量和含碳量高低成正比的關係決定，也就是以各種能源的含碳量多寡來決定稅額，高含碳量的煤碳稅額越高，石油次之，天然氣則因含碳量最低而課稅最少，至於生質能源或核能、水力等低碳或無碳能源則予以輕課或暫時不予課徵。

在課稅對象上，就投入面課徵而言，由於納稅人的數目比較少，因為可以對生產或供應商課徵。就租稅行政的成本而言，直接對生產者課稅的好處，就是納稅人數可以集中在比較少數廠商上。另外，無論是在那個階段徵收碳稅，基本上對於國產品和進口品都應給予平等待遇，以符合國民待遇原則，早已是 WTO 的規範，可是卻容易遭受到出口國的貿易報復而有不利的後果。

在稅率差別的選擇上，差別稅率雖然可以實現某一個政策目標，卻也會對其他的目標產生抵觸或衝突的扭曲情形，根據每單位含碳量徵收，依照「單一的每噸碳稅率(從量徵收)」徵收，是達成公平與效率的最佳手段。

至於主管課徵單位，由於碳稅必須考量國際互動以及對產業的衝擊(雙重紅利)，並非單純的環保或能源政策問題，必須從財政角度思考與現有稅制之間的關係，以及租稅替代的可能性，且多數國

家的環境稅都是由財政單位課徵，碳稅的課稅主體應定位為「中央政府財政部」。

在免稅項目上，課徵碳稅雖然對於產業(尤其是能源密集或出口比重高的產業)會產生相當的衝擊，但是也要考量稅基變窄後的效率損失所得分配公平問題，因此不宜對於能源密集或出口比重高的產業予以租稅減免的優惠，而可以考慮在維持單一稅率的前提下，將碳稅收入的一部份，用來減輕「出口產業」在勞保方面或其他社會保險方面的保費負擔。

2.自由化電力市場之規劃

隨著 20 世紀電業自由化競爭程度的不斷深化，世界各國的電力市場都已充分發展和壯大，現在已普遍存在成熟的現貨市場、期貨市場、雙邊市場、遠期市場、衍生性商品市場等，電業自由化早已成為全球電力市場發展趨勢，而我國亦已推動多年，就台灣電業經營環境而言，政府為解決當前電力供應成本與價格扭曲等問題，已先後三階段開放發電業，並進一步數度研修電業法，嘗試設計自由化之電力市場。而本研究已針對自由化電力市場下之各種市場模式進行探討與分析，期能做為我國未來電力自由化市場之參考。

目前政府(能源局)對於我國電業自由化的做法係採循序漸進方式推動，預計最遲在七年內由「廠網分工」走向「廠網分離」二階段，分別是：

第一階段「廠網分工」：

- 台電公司切割成三家國營公司，分別為發電公司、輸配電公司及調度公司。開放發電業申設，但不含核能、大水力。
- 原有九家 IPPs 仍維持公用電業。

第二階段「廠網分離」：

- 輸配電公司與發電公司不能由同一家控股公司經營。
- 調度公司得與輸電公司合併經營。
- 開放售電業，售電業可兼營發電業。
- 輸配電公司經核准得兼營其他電業。

然而，行政院江院長於本(103)年 11 月初指出，關於經濟部版切割發電、輸配電及售電三大部門的電業自由化方向涉及電業市場重大改革，茲事體大，要求經濟部重新檢討，採取漸進式推動，並指示台電從成立事業部，提升經營效率機制優先處理。江院長並認為，各國推動電業自由化對價影響如何未定，關於台灣推動電業自由化目的為何？依能源局規劃能否達既定目的？指示經濟部全盤審慎評估，以降低可能的衝擊，並要求電業自由化應分階段演進，重新檢視電業法內容後，再續審有關法案。

而為具體達成政府電業自由化政策的目的，本研究建議之規劃執行藍圖(road map)為：

第一階段為過渡時期：將台電公司系統運作部門(主要電力調度

處)獨立分隔，由其負責自由化下系統運作與市場運作之規劃與執行。

第二階段成立電力調度中心，在調度處完成所需的系統與程序已經具備且實際運作後，則「轉型」建立一個完全獨立的電力調度中心較為容易。

第三階段實施雙邊交易及節點定價，並全面開放批發、零售競爭與用戶購電選擇權：為全面發展自由化市場下之電力調度中心，此階段之工作須視第二階段市場發展情況而調整，但以朝向批發及零售市場全面競爭為原則，台電公司必須進行分割成發、輸、配售等電業。電力調度中心引進時程，第一階段建議在電業法修正草案通過六個月後開始進行，第二階段預計在電業法修正草案通過兩年後完成，第三階段之時程須視第二階段實施結果而定。

從目前政府的規劃來看，可說已經開始邁出了我國電業自由化的一小步，而電力市場的自由化，除了上述電力產業的重整與輸電分離之供給端的規劃，未來對於市場的交易端也應有相關的配套措施，包括：

- (1) 建立各種電能現貨與期貨市場，如雙邊合約/集中交易、即時平衡市場以及市場交易平台與結算程序和信用管理。
- (2) 循序漸進開放零售競爭，同時必須考量開放時程與範圍與配合之軟硬體設備如智慧電表的全面安裝。

- (3) 提高電力系統安全，市場的制度安排應包括確定系統安全標準、緊急事故處理程序與輸電之擴建與維修以及輔助服務市場的規劃。
- (4) 市場監督與管制，包括建立調度與市場的監督管制單位，建立獎懲與爭議調處機制。

而上述四點，也是評估電力市場自由化政策優劣的四個構面。

關於我國未來電力市場輔助服務的可行方式，在自由化市場下，可以電力調度中心來進行輔助服務與調度服務之安排，目前的電業法亦提到未來要成立調度中心，所以未來輔助服務必須由調度中心來安排設計。我們總結電力調度中心之定位、功能與權責設計於表 9.1。而關於輔助服務市場的規劃則必須包含：負載追蹤與頻率控制、旋轉備用(備轉容量)、運行備用、無效電力之備用和電壓控制、發電再計畫、電能不平衡處理、黑啟動及穩定性控制服務...等。

由於零售競爭是電力市場自由化最終要走到的模式，屆時居民、工業和商業用戶等電力的最終消費者，均可自由選擇電力供應商。因此，零售開放的制度性安排非常複雜，如果沒有正確的市場設計和認真的準備，那它可能會帶來災難。本文對於零售准入問題總結如下：

- 有效的競爭性批發市場為前提；
- 制定避免利益衝突和交叉補貼的行為準則；

- 制定有關零售商資格、責任和財務保證金的規定；
- 建立良好的結算機制；
- 制訂詳細的計量、計費和資訊傳輸的基礎設施、協議與規則；
- 台電「套牢」成本的回收制度規劃。


至於各種電力批發市場之特性，我們總結於表 9.2。

最後，由於民營化並非自由化議題，因此應考慮：台電是否要民營化、先自由化或先民營化、套牢成本與負債如何解決。並定期評估與檢討，建立績效評估模式並滾動式逐年檢討改進電業自由化進程。

表 9.1 電力調度中心之定位、功能與權責設計

功能職掌	相關項目			
規劃功能	長期負載預測 電力系統規劃	安全標準	運作成本目標	軟硬體需求
輸電服務	輸電服務標準	資產標準 投資決策	代輸計量	電網聯結
調度服務	負載預測 備用容量	電力潮流 輔助服務	壅塞管理	不平衡電能 輸電損失
市場運作	日前、日內、實 時、平衡市場	價格形成 市場監視	調節與結清各 種交易	投資風險管理
資訊公開	各種交易及價格 資訊	市場參與者及 雙邊合約登錄	排程、電網與 系統狀態	過載與異常警 訊、事故通報
爭議調處	和解	調解	仲裁	責任限制

表 9.2 各種電力市場比較與分析



市場	中長期市場	日前市場	日內市場	實時市場
交易商品	容量、電能(財務或實體)、 輸電權、輔助服務*	容量、電能(財務或實體)、 輸電權、輔助服務*		輔助服務*
運作制度 安排	BT、EX、OTC	BT、EX、Pool		BT、EX
交易定價 模式	PAB SMP			
角色功能	電力容量規劃 投資與市場風險管理	電力安全調度、投資與市場風險管理 價格發現機制(電力、輔助服務、輸電容量)		

*備註：輔助服務可分為以下五大類：轉備容量（熱機）；輸電權（電網壅塞時）；平衡服務；
電壓支持；全黑啟動。資料來源：本研究整理

3. 電業法修正草案之建議

2014年2月之電業法修正草案所規定之市場架構及電業管理制度，對於因應全球電力市場之民營化與自由化趨勢，已有一定程度的調整與貢獻，然其修正方式尚有疑慮諸如：全面開放發電業及售電業之設立，然而電力網業經核准可兼營發電業及售電業，恐有不公平競爭之疑慮；成立電力調度中心統籌執行電力調度並公平使用電力網，但電能交易市場的建立卻交由電力網業負責，其公平性可疑；另成立獨立行使職權之電業管制機構，俾管理及監督電業經營、確保用戶用電權益及審定電價及相關收費費率，但是該機構仍隸屬經濟部轄下，確實有利政府推動政策，然而其客觀獨立性卻蕩然無

存。經本文研析後，針對本次修正草案內容，其可行性如下：

- 缺乏獨立的電業管制機構，由主管機關負責監管無異於現今球員兼裁判制度。
- 調度中心應設置電力市場，而非「得」設置，此外並未對電力市場運作訂出具體辦法，亦未對電力市場與調度的整合提出規範，將所有電力市場(現貨與期貨)全部交由調度中心負責恐賦予調度中心過多的權限。
- 缺乏零售市場開放之過渡性安排如默認服務及最終供電義務。
- 社會性政策任務轉由各目的事業主管機關編列預算處理補助，若主管機關無力承擔則應責成電業管制機關以公平合理之方式將該費用附加於電費，讓所有用戶均攤，以維護公平競爭。
- 需求面管理機制除計量電錶外應涉及要求將需量反應納入電力市場交易規範，而非僅限於強制性安裝智慧型電錶而已，且智慧型電錶的安裝應論及其成本回收機制。

另外，民進黨於本(2014)年9月22日的重大議題協調會報時宣示，將分階段推動電業法修法，主張先推動「廠網分家」修法，至於敏感的電業自由化、民營化議題則暫時擱置，盼法案能在今年付委、明年通過，2016年上路實施。

在民進黨黨團的電業法修正草案中，強制拆解台電為輸電、配

電與發電業，並要求核電廠於民國 114 年終結。此外，民進黨版為鼓勵分散型區域供電系統，允許區域性綜合電業存在，並給予經營電業者，轉投資其他事業的可能，但不允許全國性之綜合電業。因此，原台電事業體僅能就發電、輸電、配電等事業三選一經營。此版本與經濟部版最大的差異在於台電公司的拆分，民進黨版將台電拆為一家國營輸電公司，多家區域性配電公司，以及多家發電公司，並朝向批發及零售市場全面開放的目標邁進，以提升效率、打破壟斷及綠能環保為優先。民國 103 年 9 月 23 日民進黨主席蔡英文於黨內協調會議中宣示：分階段推動電業法修法，主張先推動「廠網分家」修法，把輸配電及發電拆成兩個獨立的單位經營，一來可釐清責任，另可提升電業效率、降低浪費，才能真正找出電業改革的癥結點，至於敏感的電業自由化、民營化議題則暫時擱置，盼法案能在今(2014)年付委、明(2015)年通過，2016 年上路實施。

針對民進黨版之電業法修正草案，本研究之建議為：

- 設置獨立管制單位
- 調度中心僅負責現貨市場
- 政策性任務費用由用電戶分攤
- 需量反應納入市場交易規範
- 強制安裝智慧電錶須財務補償
- 建立購電選擇權全面開放零售市場作法、配套機制與安排過

渡性默認服務及最終供電義務避免採櫻桃現象

而針對電業法未來之執行，本研之建議如下：

- 應成立依法獨立行使職權的電業管制機關，俾確保電業管制機關監理電力市場、電業經營、用戶用電權益及審定相關費率的獨立性，不受上級機關之指揮與干擾。並刪除電力調度與監督委員會及電價費率審議小組之相關條文。
- 電力調度中心應負責電力現貨交易市場(日前市場、日內市場、實時市場)之運作，期貨市場、雙邊合約市場可鬆綁，由業界或調度中心自行申設。
- 綜合電業與配電業負有供電義務，且須負責全面安裝智慧型電錶，條文應安排相對應之財務補償機制，以避免不公平競爭。此外，電業管制機構應規範默認服務及最終供電義務制度，以避免購電選擇權開放後有採櫻桃(cherry picking)的不公平競爭態樣。
- 五年內全面開放用戶購電選擇權，應責成電業管制機關負責電力零售市場開放之作法與配套機制。
- 不應立法保障民營發電業於自由化過渡期之權利，雖然在信賴保護原則之下，其既得利益可獲得保障，然我國電力自由化既定政策之走向不變，依情事變更原則，其利益雖值得保護，但亦非一定以立法方式維護，建議透過協商，將該既得

利益於過渡期內回收。

拾、參考文獻

第參章

1. 黃耀輝、錢玉蘭、魏君杰，「碳稅（或能源稅）制度實施之規劃研究」，中華經濟研究院，民國 88 年 6 月。
2. 中華經濟研究院，「我國徵收能源稅可行性分析」，最後更新日：2013/02/04，
<http://www.epa.gov.tw/ch/SitePath.aspx?busin=7603&path=11511&list=11511>。
3. Bigano, A., Proost, S. (2004). The Opening of the European Electricity Market and Environmental Policy: Does the Degree of Competition Matter? Fondazione Eni E. Mattei Working Papers n.40.04, Milan, Italy.
4. Lawrence H. Goulder. Carbon tax design and US industry performance, *Tax Policy and the Economy*, 1992, Volume 6, 59-104.
5. Manne, A.S. and R.G. Richels (1991), Global CO₂ Emission Reductions - the Impacts of Rising Energy Costs, *The Energy Journal*, Vol. 12, No. 1, pp. 87-107.
6. Poterba, J. M. (1993), Global Warming Policy: A Public Finance Perspective, *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 7, No. 4, pp. 47-63.

第肆章

1. 王京明，「淺談時間電價」，能源報導，第 26 期，能源局，頁 26-30，2010 年 7 月。
2. 王京明，「節能減碳應重效率與公平」，全球台商 e 電子報，第 206 期。[online]
Available:
<http://twbusiness.nat.gov.tw/epaperArticleFixed.do?id=169639939>

3. 王京明，「我國住宅部門時間電價與費率結構之研析」，國科會研究報告，2012年。
4. 經濟部，「電價合理化方案：合理價格、節能減碳、照顧民生」，經濟部，中華民國100年。

第伍章

1. Clara Poletti, Pippo Ranci, Guido Cervigni, *The Economics of Electricity Markets: Theory and Policy*, 8th ed. Cheltenham: Edward Elgar, 2013, pp. 18–64.
2. FERC, “Inquiry Concerning the Commission's Merger Policy Under the Federal Power Act: Policy Statement”, *Commodities Now* Apr. 2014, [Online]. Available:<http://www.ferc.gov/industries/electric/gen-info/mergers/rm96-6.pdf>.
3. Wang, King M., “Electricity Market Reform: the Deregulation of Taiwan Electricity Supply Industry”, *Energy Policy*, Vol.34, Issue16, pp.2509–2520, Nov. 2006.
4. 王京明，「電力調度合理性之研究」，經濟部能源局委託研究計畫，中華經濟研究院，台北，2005年。
5. 洪紹平，廠網分離競價規畫初步構想(草案)簡報，台電公司綜合研究所電經室，台北，2013年。
6. 經濟部，電業法修正草案103年2月11日簽出版，台北，2014年。

第陸章

1. Green, R. (1999), ‘Draining the Pool: The Reform of Electricity Trading in England and Wales,’ Volume 27, EP, pp 515–525.
2. Green, R., (1999), ‘The electricity contract market in England and Wales,’ *Journal of Industrial Economics*, 47, pp. 929–952.
3. Joskow, P. L., and E. Kahn (2002), ‘A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000,’ In: *The Energy Journal*, Vol.23, No.4, pp. 1–35.
4. Littlechild, S., (2000), ‘Why we need electricity retailers: a reply to

Joskow on wholesale spot price passthrough,' Research Paper in Management Studies, University of Cambridge– Judge Business School.

5. Lowrey C (1997). 'The pool and forward contracts in the UK electricity supply industry,' *Energy Journal*, 25: pp. 413–423.
6. Stoft, S., (2002), *Power System Economics: Designing Markets for electricity*, IEEE Press / Wiley–Interscience.
7. Wolfram, Catherine D. (1998). 'Strategic Bidding in a Multi–Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids in Supply Electricity in England & Wales,' *RAND Journal of Economics*, Vol. 29, No. 4, S. pp. 703–725.
8. Wolfram, Catherine D. (1999). 'Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market'. *American Economic Review*, ' 89(4): pp.805–826.

第柒章

1. 王京明，杜嘉雯，郭婷瑋（2008），電業自由化改革之國際間比較與評鑑，中華經濟研究院。
2. 王京明、錢玉蘭、林惠民、焦燕雄、高志宏、陳南鳴、陳朝順等（民91），電力調度中心先期規劃作業，受託研究計畫報告，經濟部能源委員會委託，中華經濟研究院。
3. 橫山隆一，電力自由化と技術開発，東京電機大学出版局，2001年。
4. Anupama Kowli, An Introduction to Ancillary Services, Pre-conference workshop, IEEE CDC, Dec 2013, Florence, Italy.
5. Igor Kuzle and Dubravko Sabolić, Ancillary Services Market in the South East Europe, 2011 8th International Conference on the European Energy Market.

第捌章

1. 王京明，杜嘉雯，郭婷瑋（2008），電業自由化改革之國際間比較與評鑑，中華經濟研究院。
2. Hunt, Sally (2002) Making competition work in electricity. (New York: John Wiley & Sons, Inc.).

附件一：電業法修正草案(2014.2.11)建議修改條文對照表

建議修改	草案條文	說明
<p>第三條 本法用詞，定義如下：</p> <p>一、電業：指依本法核准之發電業、電力網業及售電業。</p> <p>二、發電業：指設置發電廠，以生產及銷售電能之非公用事業。</p> <p>三、電力網業：指設置電力網，以轉供或銷售電能予用戶之公用事業。</p> <p>四、售電業：指購買電能，以銷售予用戶之非公用事業。</p> <p>五、營業區域：指依本法核定供電力網業經營業務及設置電力網之區域。</p> <p>六、電業設備：指經營發電及電力網業務所需用之設備。</p> <p>七、主要發電設備：指原動機、發電機或其他必備之能源轉換裝置。</p> <p>八、自用發電設備：指電業以外其他團體或自然人，為供自用得設置</p>	<p>第三條 本法用詞，定義如下：</p> <p>一、電業：指依本法核准之發電業、電力網業及售電業。</p> <p>二、發電業：指設置發電廠，以銷售電能之非公用事業。</p> <p>三、電力網業：指設置電力網，以轉供及銷售電能予用戶之公用事業。</p> <p>四、售電業：指購買電能，以銷售予用戶之非公用事業。</p> <p>五、營業區域：指依本法核定供電力網業經營業務及設置電力網之區域。</p> <p>六、電業設備：指經營發電及電力網業務所需用之設備。</p> <p>七、主要發電設備：指原動機、發電機或其他必備之能源轉換裝置。</p> <p>八、自用發電設備：指電業以外其他團體或自然人，為供自用得設置</p>	<p>一、文字潤飾使定義釐清名實相符。</p> <p>二、電力調度中心係自由化改革之重要新設機構，必需加以解釋。</p> <p>三、直供與轉供係自由化後生產及銷售方式的重要選項，亦是開放用戶購電選擇權之必要措施，需加以界定釐清。</p> <p>四、由於涉及電業之公平競爭，故須加入公平交易委員會，為簡潔用語，故增訂管制機關。</p>

<p>主要發電設備，其餘電得售予電業。</p> <p>九、再生能源發電設備：指利用太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力、非抽蓄式水力或其他經中央主管機關認定可永續利用之能源，以發電之設備。</p> <p>十、用戶用電設備：指用戶為接收電能所裝置之導線、變壓器、開關等設備。</p> <p>十一、電力網：指聯結主要發電設備與電力網業之分界點至用戶間，屬於同一組合之導線本身、支持設施及變電設備，以輸送電能之電網系統。</p> <p>十二、電源線：指聯結主要發電設備至該設備與電力網業之分界點或用戶，屬於同一組合之導線本身、支持設施及變電設備。</p> <p>十三、線路：指依本法設置之電力網及電源線。</p> <p>十四、用戶：指依電業營業規章之規定，向電業</p>	<p>主要發電設備，其餘電得售予電業。</p> <p>九、再生能源發電設備：指利用太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力、非抽蓄式水力或其他經中央主管機關認定可永續利用之能源，以發電之設備。</p> <p>十、用戶用電設備：指用戶為接收電能所裝置之導線、變壓器、開關等設備。</p> <p>十一、電力網：指聯結主要發電設備與電力網業之分界點至用戶間，屬於同一組合之導線本身、支持設施及變電設備，以輸送電能之系統。</p> <p>十二、電源線：指聯結主要發電設備至該設備與電力網業之分界點或用戶，屬於同一組合之導線本身、支持設施及變電設備。</p> <p>十三、線路：指依本法設置之電力網及電源線。</p> <p>十四、用戶：指依電業營業規章之規定，向電業</p>	
--	--	--

<p>請求供電者。</p> <p><u>十五、供電：指電業透過電力網轉供或銷售電能至用戶，以提供電能之服務。</u></p> <p><u>十六、電器承裝業：指經營與電業設備及用戶用電設備相關之承裝事項之事業。</u></p> <p><u>十七、用電設備檢驗維護業：指經營與電業設備及用戶用電設備相關之檢驗、維護事項之事業。</u></p> <p><u>十八、電力調度中心：指依本法規定成立，負責電力調度與市場管理之財團法人。</u></p> <p><u>十九、直供：指發電業自設線路聯接至用戶處並輸送電能予用戶之行為。</u></p> <p><u>二十、轉供：指電業透過其他電網業者之電力網代為其輸送電能至用戶或電業之行為。</u></p> <p><u>二十一、管制機關：指電業管制委員會及公平交易委員會二者。</u></p>	<p>請求供電者。</p>	
---	---------------	--

<p>第四條 為推動電業自由化、確保用戶用電權益、有效管理電業經營及監督電力市場公平競爭，<u>政府應設電業管制委員會</u>，<u>依法獨立行使職權</u>。</p> <p>電業管制委員會職掌如下：</p> <p>一、電業及電力市場之監督及管理。</p> <p>二、電力調度之監督及管理。</p> <p>三、用戶用電權益監督及管理。</p> <p>四、電價與各種收費費率及其計算公式之核定及管理。</p> <p>電業管制<u>委員會</u>成立前，其依本法應執行事項，由中央主管機關會同公平交易委員會辦理之。</p> <p><u>電業管制委員會之執掌項目，有涉及公平競爭者，應會同公平交易委員會，由雙方共同審核並隨時修訂相關規範。</u></p>	<p>第四條 為推動電業自由化、確保用戶用電權益、有效管理電業經營及監督電力市場公平競爭，中央主管機關應成立獨立行使職權之電業管制機構，其組織條例，另以法律定之。</p> <p>電業管制機構職掌如下：</p> <p>一、電業及電力市場之監督及管理。</p> <p>二、電力調度之監督及管理。</p> <p>三、用戶用電權益監督及管理。</p> <p>四、電價與各種收費費率及其計算公式之核定及管理。</p> <p>電業管制機構成立前，其依本法應執行事項，由中央主管機關辦理之。</p>	<p>一、為提升電業管制機關的獨立性，特將原先電業管制機構具體化為電業管制委員會，並依法獨立行使職權，其組織法另訂之，為避免成為經濟部轄下之機構，造成行政權干涉管制權的現象，提升電業管制委員會之位階有其必要。</p> <p>二、為將本法涉及公平競爭議題者納入公平交易法之規範，亦為免電業管制委員會對於公平競爭處理之生疏，故增訂各項申請應會同公平交易委員會審查核准，雙方可隨時增補、修改及制定相關規範以因應情勢變化。</p>
<p>第五條 電業之組織，<u>不以</u>依公司法設立之股份有限公司為限。</p>	<p>第五條 電業之組織，以依公司法設立之股份有限公司為限。</p>	<p>電業自由化應容許不同形式的市場參與者加入市場，電業的組織不應以股份</p>

		有限公司為限。
<p>第七條 電力網業不得兼營其他電業。</p> <p>自本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行滿三年後，電力網業與發電業及售電業應為不同法人，且不得交叉持股。如有正當理由，得申請延展兩次，每次展期不得逾兩年。</p> <p>電力網業兼營電業以外之其他事業，應以不影響電力網業業務經營及不妨害公平競爭，並經管制機關核准者為限。</p> <p>電力網業依前項規定，經核准兼營者，應建立依經營類別分別計算盈虧之會計制度，不得交叉補貼。</p> <p>電力網業會計分離制度、會計處理之方法、程序與原則、會計之監督與管理及其他應遵行事項之準則，由電業管制委員會定之。</p>	<p>第七條 電力網業應經電業管制機構核准，始得兼營其他電業。</p> <p>自本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行滿三年後，電力網業與發電業應為不同法人，且不得交叉持股。如有正當理由，得申請延展兩次，每次展期不得逾兩年。</p> <p>電力網業兼營電業以外之其他事業，應以不影響電力網業業務經營及不妨害公平競爭，並經電業管制機構核准者為限。</p> <p>電力網業依第一項及前項規定，經核准兼營者，應建立依經營類別分別計算盈虧之會計制度，不得交叉補貼。</p> <p>電力網業會計分離制度、會計處理之方法、程序與原則、會計之監督與管理及其他應遵行事項之準則，由電業管制機構定之。</p>	

<p>第二章 電力調度中心</p>	<p>第二章 電力調度</p>	<p>一、章名修改。</p> <p>二、電力調度中心為我國電業自由化政策之核心機構，為規範電力調度中心相關事宜，故章名應為電力調度中心而非僅限調度之行為。</p>
<p>第九條 <u>自本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行後二年內</u>，應由電業管制委員會輔導成立財團法人型態之電力調度中心（以下簡稱電力調度中心），以一家為限；於本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行前，取得電業執照者，應於申請換發電業執照前，按其裝置容量及電力網容量捐助<u>電力調度中心</u>一定金額。</p> <p>於本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行後，新設或擴建之電業，應於申請核發或換發電業執照前，依前項規定之額度，捐助或捐贈電力調度中心。</p> <p>前二項電業捐助及</p>	<p>第九條 本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行前，取得電業執照者，應於申請換發電業執照前，按其裝置容量及電力網容量捐助一定金額，由電業管制機構輔導成立財團法人型態之電力調度法人（以下簡稱電力調度中心），以一家為限。</p> <p>於本法中華民國〇年〇月〇日修正之條文施行後，新設或擴建之電業，應於申請核發或換發電業執照前，依前項規定之額度，捐助或捐贈電力調度中心。</p> <p>前二項電業捐助及捐贈金額及方式，電力調度中心申請設立許可之要件、程序、設立基準、監督及管理事項之規則</p>	<p>明定電力調度中心之籌組日期及籌組機關，以配合電業自由化政策之有效執行，電力調度中心之職掌範圍及功能，應授權由電業管制委員會依電業自由化政策的規劃定之，以確實監督與管理電力調度中心。</p>

<p>捐贈金額及方式，電力調度中心之職掌範圍、申請設立許可之要件、程序、設立基準、監督及管理事項之規則，由電業管制委員會定之。</p>	<p>，由電業管制機構定之。</p>	
<p>第十條 電力調度中心經營電力調度業務，並應依電業管制委員會所定電力調度及交易規則，執行電力調度業務。</p> <p>電力調度中心未成立前，電力調度業務，由電業管制委員會指定電力網業執行之；電力網業不得拒絕。</p> <p>第一項電力調度業務之內容如下：</p> <p><u>一、電力系統操作之範圍、項目、程序、規範、費用分攤及緊急處置等事項。</u></p> <p><u>二、電力交易市場之範圍、項目、運作、輔助服務、壅塞管理、不平衡電力管理、資訊揭露、緊急處置、爭議調解等事項。</u></p> <p>前項電力調度業務</p>	<p>第十條 電力調度中心專責經營電力調度業務，並應依電業管制機構所定電力調度規則，執行電力調度業務。</p> <p>電力調度中心未成立前，電力調度業務，由電業管制機構指定電力網業執行之，電力網業不得拒絕。</p> <p>第一項電力調度之範圍、項目、程序、規範、費用分攤及緊急處置等事項之管理規則，由電業管制機構定之。</p>	<p>在電業自由化政策下，未來依電力市場發展情況，電力調度業務應含括電力系統操作與電能市場管理兩大部份，並非僅限於電力系統操作，故增加電力交易部分。</p>

<p><u>之管理規則</u>由電業管制委員會定之。</p>		
<p>第十一條 經電業管制委員會公告一定電壓等級以上之電力網，應接受電力調度中心之調度。但有正當理由經電業管制委員會核准者，不在此限。</p>	<p>第十一條 經電業管制機構公告一定電壓等級以上之電力網，應接受電力調度中心之調度。但有正當理由經電業管制機構核准者，不在此限。</p>	<p>自用發電設備業者所生產之電能，亦應有權要求電力調度中心調度。</p>
<p>第十二條 為確保電力系統之供電安全及穩定，電力調度中心得依調度需求及電業申請，向發電業購買必要之電能及服務。</p>	<p>第十二條 為確保電力系統之供電安全及穩定，電力調度中心得依調度需求及發電業申請，要求電力網業提供必要之電能及服務，電力網業不得拒絕。</p> <p>電力網業因提供前項必要電能及服務，得向電業收取費用。</p>	<p>法條潤飾，在 ISO 模式下，電力調度中心才有確保電力系統安全與穩定之責，而非電力網業，故調度中心可向發電業購買輔助服務或簽訂契約，發電業不得拒絕電力調度中心購買必要電能與服務之行為。</p>
<p>第十三條 電業或自用發電設備所生產或購售之電能需用電力網輸送者，得請求電力調度中心依電力調度規則調度，並按其調度總量繳交電力調度費。</p> <p>電力網業應依其轉供電能數額及費率，向使用該電力網之電業或自用發電設備收取轉供費</p>	<p>第十三條 電業所生產或購售之電能需用電力網輸送者，得請求電力調度中心依電力調度規則調度，並按其調度總量繳交電力調度費。</p> <p>電力網業應依其轉供電能數額及費率，向使用該電業設備之電業收取費用。</p> <p>前條第二項電能與</p>	<p>法條潤飾，電力網涵蓋所有輸電線路、變電所及相關設施，定義包含較廣。</p>

<p>用。</p> <p>本條第一項電力調度費用與前項轉供費用，得由電力調度中心代收之。</p>	<p>服務費用及本條第一項電力調度費用與前項轉供費用，得由電力調度中心代收之。</p>	
<p>第十四條 電業之董事、監察人、股東或受雇人，不得為電力調度中心管理事務及簽名之權的經理人。</p> <p>電力調度中心之董事、監察人，至少應有三分之一，由電業管制委員會指派之有關專家任之。董事應組織董事會，由董事過半數之同意，就董事中選任一人為董事長。</p> <p>董事、監察人之任期均為三年，連選得連任一次。</p>	<p>第十四條 電業之董事、監察人、股東或受雇人，不得為電力調度中心管理事務及簽名之權的經理人。</p> <p>電力調度中心之董事、監察人，至少應有三分之一，由電業管制機構指派之有關專家任之。董事應組織董事會，由董事過半數之同意，就電業管制機構指派之董事中選任一人為董事長。</p> <p>董事、監察人之任期均為三年，連選得連任。</p>	<p>電業自由化後，政府干預的角色應儘量降低，故董事長應交由董事會互選即可，任期按國外慣例以連任一次為宜。</p>
<p>第十五條 電力調度中心因違反法律或營運不善，致有無法繼續營運之虞時，電業管制委員會得派員或指定合格之專業機構接管，繼續辦理電力調度業務。</p> <p>前項接管之要件、</p>	<p>第十五條 電力調度中心因違反法律或營運不善，致有無法繼續營運之虞時，電業管制機構得派員或指定電力網業接管，繼續辦理電力調度業務。</p> <p>前項接管之要件、</p>	<p>電力調度中心為執行電業自由化政策的樞紐，若營運不善將危及自由化政策之成敗，故其監督管制宜由電業管制委員會同公平交易委員會共同執行。電力調度中心的業務，應不限於既有之電</p>

<p>程序、期間、費用負擔與管理，及接管人之選派、職權、行為基準、監督與其他應遵行事項之辦法，由管制機關定之。</p>	<p>管理，及接管人之選派、職權、行為基準、監督與其他應遵行事項之辦法，由電業管制機構定之。</p>	<p>力網業方能接管，其他經評選認定之合格專業機構皆可勝任。</p>
<p>第十六條 電力調度中心應提撥一定數額之營運保證金，以支應因重大事故發生或營運不善致有無法正常或繼續營運之虞，或調度不當時之賠償、營運或接管等費用。</p> <p>營運保證金應信託或委任信託業或其他金融機構經營之。</p> <p>第一項營運保證金之數額基準、提撥、調整與差額補足之時間與程序、運用範圍、支應及相關管理事項之辦法，及前項信託之經營範圍與期限、受託機構或委任保管機構之資格、評選程序、費用支應、管理、監督及其他應遵行事項之辦法，由電業管制委員會會同<u>金融監督管理委員會</u>定之。</p>	<p>第十六條 電力調度中心應提撥一定數額之營運保證金，以支應因重大事故發生或營運不善致有無法正常或繼續營運之虞，或調度不當時之賠償、營運或接管等費用。</p> <p>營運保證金應信託或委任信託業或其他金融機構經營之。</p> <p>第一項營運保證金之數額基準、提撥、調整與差額補足之時間與程序、運用範圍、支應及相關管理事項之辦法，及前項信託之經營範圍與期限、受託機構或委任保管機構之資格、評選程序、費用支應、管理、監督及其他應遵行事項之辦法，由電業管制機構定之。</p>	<p>市場運作之金融監督管理特別是金融風險管理之要求係金管會之職掌。</p>
<p>第十七條 電業管制委員</p>	<p>第十七條 電業管制機構</p>	<p>電力調度中心的管制機</p>

<p><u>會及政府相關管制機關</u></p> <p>為保護公益或電業及用戶權益，得隨時令電力調度中心提出財務或業務之報告資料，或查核其業務、財產、帳簿、書類或其他有關物件；發現有違反法令之重大嫌疑者，並得封存或調取其有關證件。</p> <p>電力調度中心對於前項命令及查核，不得規避、妨礙或拒絕。</p>	<p>為保護公益或電業及用戶權益，得隨時令電力調度中心提出財務或業務之報告資料，或查核其業務、財產、帳簿、書類或其他有關物件；發現有違反法令之重大嫌疑者，並得封存或調取其有關證件。</p> <p>電力調度中心對於前項命令及查核，不得規避、妨礙或拒絕。</p>	<p>構按其業務性質應為電業管制委員會、公平交易委員會、金融監督管理委員會及行政院消費者保護會，故管制機構皆應有權監督調查之。</p>
<p>第三章 <u>電業許可與執照</u></p>	<p>第三章 許可</p>	<p>本章主要規範電業執照之申請及相關事項之許可。</p>
<p>第十九條 <u>管制機關</u>為前條之許可時，除審查計畫之完整性，並應顧及能源政策、國土開發、區域均衡發展、環境保護、電業公平競爭、電能供需及電力系統安全。</p>	<p>第十九條 電業管制機構為前條之許可時，除審查計畫之完整性，並應顧及能源政策、國土開發、區域均衡發展、環境保護、電業公平競爭、電能供需及電力系統安全。</p>	<p>因考慮能源配比及區域電力壟斷，故應加入公平交易委員會一同審查。</p>
<p>第二十三條 電業執照應依其經營類別，載明下列事項：</p> <p>一、發電業：</p> <p>(一) 公司名稱。</p> <p>(二) 負責人。</p>	<p>第二十三條 電業執照應依其經營類別，載明下列事項：</p> <p>一、發電業：</p> <p>(一) 公司名稱。</p> <p>(二) 負責人。</p>	<p>一、電力網業全國僅一家獨占，故無須營業區域之限制。</p> <p>二、本法修正後，尚未全面開放所有用戶之購電選擇權，故針對售</p>

<p>(三) 資本額。</p> <p>(四) 發電廠址。</p> <p>(五) 總裝置容量。</p> <p>(六) 主要發電設備能源種類及裝置容量。</p> <p>(七) 有效期限。</p> <p>二、電力網業：</p> <p>(一) 公司名稱。</p> <p>(二) 負責人。</p> <p>(三) 資本額。</p> <p>(四) 營業區域。</p> <p>(五) 有效期限。</p> <p>三、售電業：</p> <p>(一) 公司名稱。</p> <p>(二) 負責人。</p> <p>(三) 資本額。</p> <p>(四) 有效期限。</p> <p>(五) 營業區域</p>	<p>(三) 資本額。</p> <p>(四) 發電廠址。</p> <p>(五) 總裝置容量。</p> <p>(六) 主要發電設備能源種類及裝置容量。</p> <p>(七) 有效期限。</p> <p>二、電力網業：</p> <p>(一) 公司名稱。</p> <p>(二) 負責人。</p> <p>(三) 資本額。</p> <p>(四) 營業區域。</p> <p>(五) 有效期限。</p> <p>三、售電業：</p> <p>(一) 公司名稱。</p> <p>(二) 負責人。</p> <p>(三) 資本額。</p> <p>(四) 有效期限。</p>	<p>電業規定營業區域，待日後電業管制委員會予以全面開放購電選擇權後始予以刪除。</p>
<p>第二十四條 電力網業及售電業營業區域，以經電業管制委員會核准之營業區域圖為準，不得自由伸縮。</p> <p>營業區域圖，應懸掛於營業所內。</p>	<p>第二十四條 電力網業營業區域，以經電業管制機構核准之營業區域圖為準，不得自由伸縮。</p> <p>營業區域圖，應懸掛於營業所內。</p>	<p>由於本法修正後，售電業暫時須要營業區域，故增加售電業。</p>
<p>第二十八條 電業不得擅自停業。但發電業及售電業經管制機關核准者，不</p>	<p>第二十八條 電業不得擅自停業。但發電業及售電業經電業管制機構核准</p>	<p>電業的准入與退出關係電力市場的結構與公平競爭，影響交易秩序與消</p>

<p>在此限。</p> <p><u>發電業及售電業停業不得超過一年，並應於停業前，檢具停業計畫，向管制機關申請核准。</u></p> <p><u>電業不得擅自歇業。擬歇業者，應於歇業前，檢具歇業計畫，向管制機關申請核准，並於歇業之日起十五日內，將電業執照報繳管制機關註銷；屆期未報繳者，管制機關得逕行註銷。</u></p>	<p>者，不在此限。</p> <p>發電業及售電業停業不得超過一年，並應於停業前，檢具停業計畫，向電業管制機構申請核准。</p> <p>電業不得擅自歇業。擬歇業者，應於歇業前，檢具歇業計畫，向電業管制機構申請核准，並於歇業之日起十五日內，將電業執照報繳電業管制機構註銷；屆期未報繳者，電業管制機構得逕行註銷。</p>	<p>費者利益至鉅，此係屬公平交易委員會之職掌，故新增公平會為管制機關。</p>
<p>第二十九條 電業停業、歇業、未依第二十五條規定申請延展致電業執照有效期限屆滿，或經廢止電業執照者，<u>管制機關</u>為維持電力供應，得協調其他電業接續經營。協調不成時，得使用其電業設備繼續供電。但使用發電業之電業設備，應給予合理補償。</p>	<p>第二十九條 電業停業、歇業、未依第二十五條規定申請延展致電業執照有效期限屆滿，或經廢止電業執照者，電業管制機構為維持電力供應，得協調其他電業接續經營。協調不成時，得使用其電業設備繼續供電。但使用發電業之電業設備，應給予合理補償。</p>	<p>理由同前條所述。</p>
<p>第三十條 電業間依企業併購法規定進行併購者，應由擬併購之電業共同</p>	<p>第三十條 電業間依企業併購法規定進行併購者，應由擬併購之電業共同</p>	<p>理由如上述。</p>

<p>檢具併購計畫書，載明併購後之營業項目、資產、負債及其資本額，先向<u>管制機關</u>申請核發同意文件。</p>	<p>檢具併購計畫書，載明併購後之營業項目、資產、負債及其資本額，先向電業管制機構申請核發同意文件。</p>	
<p>第三十二條 電業有下列情形之一者，<u>管制機關</u>得廢止其電業執照：</p> <p>一、濫用市場地位行為，危害交易秩序，經有罪判決定。</p> <p>二、違反法令，受勒令歇業處分，經處分機關通知<u>管制機關</u>。</p>	<p>第三十二條 電業有下列情形之一者，電業管制機構得廢止其電業執照：</p> <p>一、濫用市場地位行為，危害交易秩序，經有罪判決確定。</p> <p>二、違反法令，受勒令歇業處分，經處分機關通知電業管制機構。</p>	<p>理由如上述。</p>
<p>第三十三條 電業籌設、擴建、施工之許可、執照之核發、變更、延展與停業、歇業、併購等事項之申請程序、期間及審查原則之規則，由<u>管制機關</u>定之。</p>	<p>第三十三條 電業籌設、擴建、施工之許可、執照之核發、變更、延展與停業、歇業、併購等事項之申請程序、期間及審查原則之規則，由電業管制機構定之。</p>	<p>理由如上述。</p>
<p>第五十八條 發電業除應設置主要發電設備生產電能外，並得向其他電業或自用發電設備<u>者</u>購買電能。</p> <p>發電業設置電源線聯結電力網者，得透過電力網轉供電能予用戶。</p> <p>前項轉供用戶之範圍及期程，由電業管制<u>委員會</u>定之。</p> <p>發電業擬設置電源</p>	<p>第五十八條 發電業除應設置主要發電設備生產電能外，並得向其他電業或自用發電設備購買電能。</p> <p>發電業設置電源線聯結電力網者，得透過電力網轉供電能予用戶。</p> <p>前項轉供用戶之範圍及期程，由電業管制機構定之。</p> <p>發電業擬設置電源</p>	<p>釐清自用發電設備所屬業者為購買的對象。</p>

<p>線聯結用戶並直接供電予該用戶者，應檢具申請書、電源線設置分布圖及適當備用供電容量計畫書，向電業管制委員會申請核准後，始得供電。</p> <p>前項經核准直供之發電業應較其他電業準備較高之備用供電容量，其備用供電容量數額依本法第三十九條第二項規定辦理。</p> <p>第四項核准之審查，準用第十九條規定。</p>	<p>線聯結用戶並直接供電予該用戶者，應檢具申請書、電源線設置分布圖及適當備用供電容量計畫書，向電業管制機構申請核准後，始得供電。</p> <p>前項經核准直供之發電業應較其他電業準備較高之備用供電容量，其備用供電容量數額依本法第三十九條第二項規定辦理。</p> <p>第四項核准之審查，準用第十九條規定。</p>	
<p>第五十九條 電力網業應規劃、興建與維護其營業區域內之電力網，以供自用發電設備及其他電業使用電力網傳輸電能。</p> <p>電力網業應依公平、公開原則提供電力網給所有電業使用，以轉供電能並收取費用，不得對特定對象有不當之差別待遇。但有正當理由，並經管制機關核准者，不在此限。</p>	<p>第五十九條 電力網業應規劃、興建與維護其營業區域內之電力網及向其他電業或自用發電設備購買電能，以滿足用戶及其他電業之電能需求。</p> <p>電力網業對營業區域內用戶請求供電，非有正當理由並經電業管制機構核准，不得拒絕。</p> <p>電力網業應依公平、公開原則提供電力網給所有電業使用，以轉供電能並收取費用，不得對特定對象有不當之差別待</p>	<p>一、電力網業有提供電力網供自用發電設備及其他電業使用之義務，故責成其辦理規劃、興建與維護。</p> <p>二、供電義務之履行並非由電力網業承擔，其僅扮演公用通路之角色。</p>

	<p>遇。但有正當理由，並經電業管制機構核准者，不在此限。</p>	
<p>第六十條 <u>售電業為滿足用戶及其他電業之電能需求，應向其他電業或自用發電設備購買及銷售電能，本身不得設置主要發電設備。</u></p> <p><u>售電業對營業區域內用戶請求供電，非有正當理由並經電業管制委員會核准，不得拒絕。</u></p>	<p>第六十條 售電業為銷售電能予用戶，得向其他電業或自用發電設備購買電能，不得設置主要發電設備。</p> <p>前項用戶以電業管制機構依第五十八條第三項公告之用戶為限。</p>	<p>賦予售電業供電義務。</p>
<p>第六十三條 電力網業之電價與電力網業及電力調度中心各種收費費率之計算公式，由管制機關會同行政院消費者保護會定之。</p> <p>電力網業及電力調度中心應依前項計算公式，擬訂電價及各種收費費率，送請管制機關會同行政院消費者保護會核定後公告之；其修正時，亦同。</p>	<p>第六十三條 電力網業之電價與電力網業及電力調度中心各種收費費率之計算公式，由電業管制機構定之。</p> <p>電力網業及電力調度中心應依前項計算公式，擬訂電價及各種收費費率，送請電業管制機構核定後公告之；其修正時，亦同。</p>	<p>電價及各種收費率關係到市場競爭、公平交易及消費者福祉，理當由職掌其業務之政府相關機關會同電業管制委員會核定。</p>
<p>第六十四條 電力網業應擬訂營業規章，報管制機關會同行政院消費者保</p>	<p>第六十四條 電力網業應擬訂營業規章，報電業管制機構核定後，於其營業</p>	<p>如上述理由。</p>

<p><u>護會</u>核定後，於其營業區域內公告實施；其修正時，亦同。</p> <p>發電業及售電業訂定之營業規章，應於訂定後三十日內送管制機關<u>會同</u>行政院消費者保護會備查。</p>	<p>區域內公告實施；其修正時，亦同。</p> <p>發電業及售電業訂定之營業規章，應於訂定後三十日內送電業管制機構備查；其修正時，亦同。</p>	
<p>第六十八條 電業對於違規用電情事，得依其所裝置之用電設備、用電種類及其瓦特數或馬力數，按電業之供電時間及電價計算損害，向違規用電者請求賠償；其最高賠償額，以一年之電費為限。</p> <p>前項違規用電之查報、認定、賠償基準及其處理規則，由管制機關<u>會同</u>行政院消費者保護會定之。</p>	<p>第六十八條 電業對於違規用電情事，得依其所裝置之用電設備、用電種類及其瓦特數或馬力數，按電業之供電時間及電價計算損害，向違規用電者請求賠償；其最高賠償額，以一年之電費為限。</p> <p>前項違規用電之查報、認定、賠償基準及其處理規則，由電業管制機構定之。</p>	<p>如上述理由。</p>
<p>第六十九條 政府機關為防禦災害要求緊急供電時，電業及自用發電設備者不得拒絕，電力調度中心應優先提供調度；其所需費用，由該機關負擔。</p>	<p>第六十九條 政府機關為防禦災害要求緊急供電時，電業不得拒絕，其所需費用，由該機關負擔。</p>	<p>將自用發電設備者亦納入防禦災害之緊急供電系統內，並且調度中心必須優先調度該電能供政府機關使用。</p>
<p>第七十四條 電業及電力調度中心應按月將其業</p>	<p>第七十四條 電業及電力調度中心應按月將其業</p>	<p>資訊揭露為電業自由化市場運作監督管理之依</p>

<p>務狀況、電能供需及財務狀況，編具月報，並應於每屆營業年度終了後四個月內編具年報，分送電業管制委員會、中央主管機關及公平交易委員會備查。</p> <p><u>電力調度中心應即時上網揭露其職掌範圍內電力系統調度及市場運作之相關資訊，供電業管制委員會、中央主管機關及公平交易委員會備查。</u></p> <p><u>電業管制委員會、中央主管機關或公平交易委員會對於前二項報告及資訊，得令其補充說明或派員查核。</u></p> <p>第一項報告之內容及格式，由<u>中央主管機關會同公平交易委員會</u>定之。</p>	<p>務狀況、電能供需及財務狀況，編具簡明月報，並應於每屆營業年度終了後四個月內編具年報，分送電業管制機構及中央主管機關備查。</p> <p>電業管制機構或中央主管機關對於前項報告，得令其補充說明或派員查核。</p> <p>第一項報告之內容及格式，由電業管制機構定之。</p>	<p>據，主管機關及公平交易委員會應盡監督管制之責。電力調度中心的資訊即時揭露更是電業自由化監督管制不可或缺的要件之一。</p>
<p>第七十六條 設置裝置容量二千瓩以上自用發電設備者，應填具用電計畫書，向電業管制委員會申請許可；未滿二千瓩者，應填具用電計畫書，送請</p>	<p>第七十六條 設置裝置容量二千瓩以上自用發電設備者，應填具用電計畫書，向電業管制機構申請許可；未滿二千瓩者，應填具用電計畫書，送請直</p>	<p>自用發電設備者之准入與退出，規模到一定程度時，亦影響區域局部之電力市場公平交易，故需會同公平交易委員會。</p>

<p>直轄市或縣(市)主管機關許可，轉送電業管制委員會備查。</p> <p>自用發電設備之許可、登記、撤銷或廢止登記與變更等事項之申請程序、期間、審查項目及管理之規則，由電業管制委員會會同公平交易委員會定之。</p>	<p>轄市或縣(市)主管機關許可，轉送電業管制機構備查。</p> <p>自用發電設備之許可、登記、撤銷或廢止登記與變更等事項之申請程序、期間、審查項目及管理之規則，由電業管制機構定之。</p>	
<p>第七十七條 電業以外之其他事業、團體或自然人，得設置自用發電設備，以供自用、售予電業或用戶。</p> <p>自用發電設備生產之電能售予電業或用戶，除下列情形外，其銷售量以總裝置容量百分之二十為限：</p> <p>一、能源效率達電業管制委員會所定標準以上者，其銷售量得達總裝置容量百分之五十。</p> <p>二、屬再生能源發電設備者，其生產之電能得全部銷售予電業或用戶。</p> <p>前項之購售契約，應送管制機關備查。</p>	<p>第七十七條 電業以外之其他事業、團體或自然人，得設置自用發電設備，以供自用或售予電業。</p> <p>自用發電設備生產之電能售予電業，除下列情形外，其銷售量以總裝置容量百分之二十為限：</p> <p>一、能源效率達電業管制機構所定標準以上者，其銷售量得達總裝置容量百分之五十。</p> <p>二、屬再生能源發電設備者，其生產之電能得全部銷售予電業。</p> <p>前項之購售契約，應送電業管制機構備查。</p>	<p>鼓勵自用發電設備(尤其再生能源發電機組)生產發電，故開放其供電範圍，擴及用戶；且因購售契約攸關用戶用電權益及電力市場公平競爭，故交由電業管制委員會及公平交易委員會備查。</p>
<p>第八十一條 電力調度中心有下列情形之一者，由</p>	<p>第八十一條 電力調度中心有下列情形之一者，由</p>	

<p>電業管制<u>委員會</u>處新臺幣二百五十萬元以上七百五十萬元以下罰鍰：</p> <p>一、未依核定之收費費率而任意增收費用。</p> <p>二、未依規定期限或數額，提撥或補足營業保證金。</p> <p>三、未依第十條第一項規定經營電力調度業務。</p> <p>四、未依第六十九條規定<u>優先提供調度</u>。</p> <p>有前項之情形，電業管制<u>委員會</u>得通知限期改善；屆期未改善者，得按次處罰。</p>	<p>電業管制機構處新臺幣二百五十萬元以上七百五十萬元以下罰鍰：</p> <p>一、未依核定之收費費率而任意增收費用。</p> <p>二、未依規定期限或數額，提撥或補足營運保證金。</p> <p>三、未依第十條第一項規定專責經營電力調度業務。</p> <p>有前項之情形，電業管制機構得通知限期改善；屆期未改善者，得按次處罰。</p>	
<p>第八十五條 電力調度中心有下列情形之一者，由電業管制<u>委員會</u>處新臺幣一百萬元以上三百萬元以下罰鍰：</p> <p>一、違反第十七條第二項規定，規避、妨礙或拒絕電業管制<u>委員會</u>及<u>政府相關管制機關</u>之命令或查核。</p> <p>二、未依第六十三條第二項規定公告各種收費費率。</p>	<p>第八十五條 電力調度中心有下列情形之一者，由電業管制機構處新臺幣一百萬元以上三百萬元以下罰鍰：</p> <p>一、違反第十七條第二項規定，規避、妨礙或拒絕電業管制機構之命令或查核。</p> <p>二、未依第六十三條第二項規定公告各種收費費率。</p> <p>三、未依第七十四條第一</p>	<p>配合相關法條之管制機關職掌修正。</p>

<p>三、未依第七十四條第一項規定送請備查，或違反同條第二項規定，拒絕補充說明或查核。</p> <p>有前項之情形，電業管制<u>委員會</u>及政府相關管制機關得通知限期改善；屆期未改善者，得按次處罰。</p>	<p>項規定送請備查，或違反同條第二項規定，拒絕補充說明或查核。</p> <p>有前項之情形，電業管制機構得通知限期改善；屆期未改善者，得按次處罰。</p>	
<p>第八十九條 設置自用發電設備者有下列情形之一者，處新臺幣二十萬元以上一百萬元以下罰鍰：</p> <p>一、<u>未依第六十九條規定優先供電。</u></p> <p>二、違反第七十七條第一項規定，未經許可而設置。</p> <p>有前項之情形，直轄市、縣（市）主管或電業管制<u>委員會</u>得通知限期改善；屆期未改善者，得按次處罰。</p> <p>設置自用發電設備者有第一項之情形，其裝置容量為二千瓩以上者，由電業管制<u>委員會</u>處罰；其裝置容量為未滿二千瓩者，由直轄市或縣（市</p>	<p>第八十九條 設置自用發電設備者有下列情形之一者，處新臺幣二十萬元以上一百萬元以下罰鍰：</p> <p>一、違反第七十六條第二項關於銷售電能或售電與電業以外之用戶之規定。</p> <p>二、違反第七十七條第一項規定，未經許可而設置。</p> <p>有前項之情形，直轄市、縣（市）主管或電業管制機構得通知限期改善；屆期未改善者，得按次處罰。</p> <p>設置自用發電設備者有第一項之情形，其裝置容量為二千瓩以上者，由電業管制機構處罰；</p>	<p>第七十四條已修正允許電業以外之用戶為銷售對象，以鼓勵再生能源發展。</p>

) 主管機關處罰。	其裝置容量為未滿二千瓩者，由直轄市或縣(市)主管機關處罰。	
第九十五條 中央主管機關為進行電力技術規範、電力設備測試、提高電力系統可靠度、供電安全、 <u>國內電力市場供需平衡、未來電力供需預測、既定與興建中容量規劃、電力網品質維護、氣候變遷衝擊調適與緊急災害處理及恢復等研究</u> ，得輔導並捐助成立財團法人電力研究所。	第九十五條 中央主管機關為進行電力技術規範研究、電力設備測試、提高電力系統可靠度及供電安全，得輔導並捐助成立財團法人電力研究試驗所。	電力研究所成立的目的，主要為進行各種長短期電力系統可靠度及安全研究，研究包含範圍廣泛應不僅只限於電力技術規範與設備之測試，且未來氣候變遷全球暖化之衝擊勢必影響電力之基礎設施，故修正條列列舉之內容，並刪除名稱試驗兩字。
第九十六條 主管機關及電業管制委員會依本法規定受理申請許可、查驗、核給證照或登記，應收取審查費、證照費或登記費；其收費標準，由電業管制委員會定之。	第九十六條 主管機關及電業管制機構依本法規定受理申請許可、查驗、核給證照或登記，應收取審查費、證照費或登記費；其收費標準，由電業管制機構定之。	建議此條併入第三章電業執照及許可相關法條或可刪除之。
第九十八條 本法中華民國○年○月○日修正之條文施行前，專營發電業務，經核定為公用事業之發電業者，其因屬公用事業而取得之權利，得保障至原購售電合約年限屆滿	第九十八條 本法中華民國○年○月○日修正之條文施行前，專營發電業務，經核定為公用事業之發電業者，其因屬公用事業而取得之權利，得保障至原電業執照營業年限屆	依國際慣例在自由化前之既有電業，其權益因自由化政策而有變異時，需透過協商方式解決，在不損及消費者及業者權益下或以損害最小的方式為之，少見以立法的方式規範處理。

<p>為止。</p>	<p>滿為止。</p>	
<p>第一百零一條 自本法修正施行之日起，民營公用事業監督條例有關電力及其他電氣事業之規定，不再適用；<u>但依第九十八條規定而取得公用事業權利者除外，應適用至原購售電合約年限屆滿為止。</u></p>	<p>第一百零一條 自本法修正施行之日起，民營公用事業監督條例有關電力及其他電氣事業之規定，不再適用。</p>	<p>為避免民營發電業者逸脫民營公用事業監督條例之適用，故增訂但書；雖本法修正施行之日起，發電業為非公用事業，惟本法仍保障既有民營發電業者因屬公用事業而取得之權利，其既享權利即須負擔被監督之義務。</p>

附件二：座談會與講座行程表



歡 迎

The STARS Group 總裁與執行長

余序江博士

蒞所演講行程表

中華民國 103 年 8 月 20 日 (星期三)

時間	活動內容	地點	主持人	參與人員
10:00~ 11:30	<p><u>積彭講座 (美國智慧電網發展之背景、趨勢及挑戰)</u></p> <p><i>Electricity Industry and Smart Grid</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Historical Development of Power System in the United States (1882-1973) The Impacts of Energy Crises (1973-1997) The Rapid Advances of Information Technology (1968-present) Current Developments, Future Prospects, and Major Concerns (1997-future) <p><i>Other Issues</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Nuclear Power Plant Prospect Obama Carbon Reduction Policy Shale Oil Developments 	060 館 國際會議廳	所長	所內同仁
11:30~ 12:00	Q & A			

連絡人：韓佳佑 (#2720)

附錄三：民進黨版之電業法修正原則

1. 強制拆解台電為輸電、配電與發電業，並要求核電廠於民國 114 年終結。
2. 鼓勵分散型區域供電系統，允許區域性綜合電業存在，並給予經營電業者，轉投資其他事業的可能，但不允許全國性之綜合電業存續。(與經濟部版最大的差異在於台電公司的拆分，民進黨版將台電拆為一家國營輸電公司，多家區域性配電公司，以及多家發電公司，並朝向批發及零售市場全面開放的目標邁進，以提升效率、打破壟斷及強調綠能環保為優先。)
3. 分階段推動電業法修法，主張先推動「廠網分家」修法，把輸配電及發電拆成兩個獨立的單位經營，以釐清責任、提升電業效率、降低浪費。
4. 敏感的電業自由化、民營化議題則暫時擱置，盼法案能在今(2014)年付委、明(2015)年通過，2016 年上路實施。

各版本電業自由化比較

	本研究	能源局	民進黨
主要特點	成立電力調度中心、實施雙邊交易及節點定價，並全面開放批發、零售競爭與用戶購電選擇權。	1.廠網分工：台電公司切割成三家國營公司，開放發電業申設。 2.廠網分離。	鼓勵分散型區域供電系統，允許區域性綜合電業存在，但不允許全國性之綜合電業。核電廠於民國 114 年終結。
台電分割方式	系統運作部門(主要電力調度處)獨立分隔，由其負責自由化下系統運作與市場運作之規劃與執行。	切割成三家國營公司：1.發電公司；2.輸配電公司；3.調度公司。	拆解為輸電、配電與發電業。(原台電事業體僅能就發電、輸電、配電等事業三選一經營。)
推動時程	三階段循序漸進： 1.過渡時期；2.成立電力調度中心； 3.全面開放。	七年內由「廠網分工」走向「廠網分離」二階段。	1.先推動「廠網分家」修法。 2.電業自由化、民營化暫時擱置。 3.電業法在 2014 年付委、2015 年通過，2016 年上路實施。

附錄四：期中審查意見回覆表

委員	審查意見	意見回覆
錢玉蘭委員	<p>本研究期中報告彙整研析我國電業現況，我國電業自由化的演變與最新進程以及電能批發市場的設計、碳稅與能源稅制度研擬評析，內容豐富，即具參考價值。</p> <p>後續修訂建議：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 建議針對環境稅、能源稅、碳稅之間的關係加以釐清，進而確認能源稅與碳稅之間的區隔，以及不同目的，分別研擬二者之稅基與稅率。 2. 加強說明能源稅、碳稅在電業自由化前後之間的稅制設計差異。 3. 針對電能批發市場中各類必要市場組合，雖沒有統一的方案，但建議本研究加強說明(1)各類市場的主要功能；(2)主要幾種市場的優劣(由簡單組合至成熟組合)。 4. 考慮針對電能零售市場增加研析。 	<p>謝謝誇讚！</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 已補充，請見 Page 13~Page 51。 2. 電業自由化前後與碳稅的關係，主要決定於政府的政策目的，因此，不必然與電業自由化有關。例如，在經濟穩定成長之下，政府以租稅中立的方式課徵碳稅，應是最佳的時機，此與電業自由化並無關聯。當然最佳實施時機絕對不是在選前，否則會失去政權。 3. 各類電力市場主要的功能，本研究後續將會說明，例如容量市場、輔助服務市場...等，將在後續章節中探討。 4. 已增加，請見第柒章。
林師模委員	<ol style="list-style-type: none"> 1. 研究進度符合規劃。 2. 研究目的可再更明確予以釐清。 <p>後續修訂建議：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 可考慮電業自由化與環境目標間之關聯性，以及可以搭配之政策措施之探討。 	<ol style="list-style-type: none"> 1, 2. 謝謝！研究目的係依照需求規範書而定，不可隨意更改之。請見第一章有關研究目的與具體內容部分，相當精準。 1. 謝謝委員建議，電業自由化與環境目標間之關聯性主要在於環境的外部性處理如溫室氣體的排放污染。可搭配之政策措施有環境稅、能源稅、碳稅、碳權交易、再生能源饋網電價、綠

	<p>2. 可考慮結合能源安全的思考，探討電業自由化應如何調整以確保我國能源安全的提升。</p>	<p>電、再生能源義務配比等，其探討可參考本報告或環境經濟學相關文獻。</p> <p>王京明研究員：</p> <p>2. 關於如何將能源安全引進電業自由化?其實電業自由化本身就是一種促進能源安全化的工作項目之一，亦即，電業自由化市場可以促進電力安全，因此可以增進能源安全。例如，容量市場關注的是長期電力能源安全，而輔助服務市場則是關注於短期電力系統的安全，而以競爭性市場機制最能導正資源的生產與配置，也最能抵抗各種外部因素的衝擊，而管制性的電力市場面對外部能源因素（例如來自政治、經濟、社會、技術、環境的壓力因子衝擊等）的干擾最為脆弱。因此電業自由化應朝向全面開放全面競爭的方式來設計。</p> <p>許志義教授：</p> <p>目前世界上對能源安全的看法即在於尋求電力的穩定。而儲能與微電網能夠提供電力的穩定性，是值得進一步研究與推動的課題。</p>
<p>洪紹平委員</p>	<p>1. 整體而言本期中報告兼具廣度與深度，完整性與創新性。</p> <p>2. 相關議題分析建議，大體上認同，為部分創見，如開放區域性公營電網事業等，建議可再強化其他論述及配套制度設計。</p> <p>後續修訂建議：</p> <p>1. 可予強化電力自由化與能源稅(碳稅)之連結關係，如低碳或外部性考量等。</p>	<p>1. 謝謝評論。</p> <p>2. 謝謝指教！區域性電網事業係屬公共載具性質(common carrier)，具有自然規模經濟與壟斷性質，故應以最適管制制度來管理與管制，其配套措施應於設立獨立的電業管制機構納入其執掌範圍。</p> <p>1. 已補充，請見 Page 13~Page 51。</p> <p>2. 已補充，請見 Page 94 表 4.1。</p>

	<p>2. 可予強化短期電力交易與長期電源或電網容量規劃之整體搭配。</p> <p>3. 可予強化供電義務在自由化下之轉型設計。</p> <p>4. 部分小錯誤請修正，如台電事業部，其中應修正為「供輸電事業部」、「配售電事業部」。</p>	<p>3. 供電義務在轉型過渡期應由電業管制機構來設計管制，當電業開放購電選擇權後，供電義務的內涵則轉變成兩類：一是一般商用合約的供電義務，由簽約的賣方提供；另一種供電義務則是針對尚未開放購電選擇權的用戶和那些不行使購電選擇權的用戶，其供電義務稱為最終供電義務 (supply of last resort)，最終供電義務的制度由管制機構設計，一般多是由指定的在地配售電業負責提供。</p> <p>4. 已修正。</p>
<p>李清榮委員</p>	<p>關於研究目的與內容部份：</p> <p>1. 本案研究題目與研究內容似乎不太一致，僅在第二章對碳稅或能源稅之規劃作分析，宜先將研究目的予以定位：探討實施碳稅或能源稅對電業自由化之衝擊評估？或依題目以探討實施碳稅之規劃及建置為主。</p> <p>2. 如探討推動碳稅或能源稅對電業自由化之衝擊的話，則研究內容宜著重在：</p>	<p>王京明研究員：</p> <p>1. 電業自由化是本研究的實質內涵，它與碳稅、能源稅的結合，可以認為是在一個完整的電業自由化市場需要解決外部性的問題，而此最大的外部性問題，即為碳排放所造成的溫室效應問題。而研究的目的與內容全數依悉需求規範書之要求，並無不一致之處，當然本研究題目強調碳稅與能源稅，名稱上或許有令人容易產生是非之想，但不傷大雅。</p> <p>許志義教授：</p> <p>關於自由化與題目的關聯性，電業自由化目前有三個趨勢：(1) 售電端自由化，亦即用戶端的自由化，透過高級電腦做到物流(電流)、金流與資訊流的同步，並進一步做到儲能；(2) 虛擬電廠；(3) 微電網。亦即自由化的重點已不在供給面而是在需求面，即在 REC 或 CEC。</p> <p>2. 3. 謝謝委員的建議與研究構想，但</p>

- 推動碳稅或能源稅制度對電力市場開放後之長期供電穩定與安全影響，包括：電源投資之機會與風險、進入市場障礙、對電價之衝擊、碳稅以及能源稅與碳交易機制(ETS)對能否推動電業自由化之優缺點等。
 - 推動碳稅或能源稅規劃之目的與推動電業自由化之關聯分析，包括：低碳能源或再生能源之鼓勵辦法與配套機制。英國在2013年之能源市場改革係針對碳交易市場及再生能源發展而進行。
3. 如以碳稅或能源稅制度規劃，則探討影響範圍應擴及到相關能源事業及使用能源事業，包括化石能源產業、運輸部門、相關使用能源之製造業等，以及對物價、出口產品競爭力之衝擊與綠色商品商機(如綠能產業或綠色商品、建築與其他等)。

關於研究方法部分：

1. 碳稅或能源稅之制度規劃，宜多涉獵先進國家經驗，如歐盟之做法，包括：德國、英國、荷蘭及丹麥均訂定相關法規與推動辦法，澳洲與加拿大宣布實施一段期間又宣佈退出氣候變遷之減碳承諾，美國目前正以空污法來推動減碳，訂定新建燃煤電廠之排碳標準限制燃煤電廠之興建，我國目前環保署亦意仿倣美國做法，建議可將各國之做法與自首推動情況列入研究範圍，可提高本研究之參考性。
2. 在電業自由化部分，建議納入推動碳稅或能源稅制度對未來市場開放後電源開發之衝擊及對長期供電安全的影響。

此並非本研究的內容規範，所建議事項可作為未來的後續研究努力方向。

1. 謝謝委員之建議，本研究在碳稅研究之部分，在規劃上亦有參考先進國家先進國家之經驗，唯本研究以我國電力市場自由化之規劃為主，故未將各國之碳稅或能源稅之制度規劃收納於文中。相關的文獻，國內已有多篇研究報告整理，對各國的作法之瞭解，可參考本研究的文獻報告書目。
2. 事實上目前台灣已有針對能源進行課稅(見表 2.3 主要能源相關稅(費)率)，未來課徵能源稅，則必須相應的減少或停止對於能源稅的課徵，因此，開放電業自由化後即使課徵碳稅，對長期供電安全的影響應無顯著之影響。詳細的電源開發之衝擊效果主要在於碳稅的高低，碳稅稅率越高則電力系統愈快邁進低碳電力系統。量化衝擊效果可參閱國內相關文獻報告。數量化的衝擊效果

後續修訂建議：

1. 宜說明本案研究定位，究以碳稅或能源稅之制度規劃為主，或以「在電業自由化下探討碳稅或能源稅之制度規劃」。
2. 研究內容：
 - p.27，經濟部版電業法修正草案之規劃方向，係分「廠網分工」與「廠網分離」兩階段推動，不是「廠網獨立」與「廠網分離」。
 - pp.45~51，有關 IPP 之公用事業身份問題，經能源局解釋：目前視為公用事業係因當時開放時，適用電源線及路權之準用規定，不因自由化而有變更，問題係在其 PPA 期限屆滿或與台電解約後，能否再適用。
 - p.51，IPP 在自由化之承續問題，不管台電未來究係承續發電業或電力網業，均由負責供電義務之公司承續，正如欲解約則必須由承續公司經由談判或協商解決，不是由電業法規定。
 - p.51 所述之差價合約(CFD)、競爭過度費(CTC)、或特定合約(vesting contract)，三種用途與目的均不同，均非適合用來解決 PPA 或 IPP 間問題方式。
 - p.54-56，有關市場力(market power)之規劃，國外有兩種做法，一為在事前之市場占比限制(如容量市場占比約 20%)及事後市場競爭行為之規範，前者為英國電業自由化模式所採用，後者為美國採用，各有利弊，但都受公平競爭相關法律規範，也有受公用事業管制機構規範，視各國法律與社會文化背景不同而異。是否納入公平交易委員會為管制，不是重點，應以能否設置獨立電業管制機構為重點。
 - 同意 pp.57、60、61 有關目前電業自由化規劃缺乏遠程目標與願景、目的不清與動機不明等說明，但問題乃在中央主管機關缺乏對電業自由化之認識與專業能力、人力短缺與管制能力不足等眾多因素。

並非本研究的主題範圍。

1. 本研究之定位為針對我國自由化後的電力市場進行規劃以及如何納入碳稅與能源稅制度。研究的定位已在需求規範書中明定，無誤！

2. 關於台電自由化第一階段與第二階段名稱錯誤之部分將進行改正。

謝謝委員之說明。PPA 期限屆滿後即不再適用准公用電業。

謝謝委員之說明與指教。

謝謝委員之說明與指教。

謝謝委員之說明與指教。各國管制機構都兼採事前與事後管制，並無如委員所言擇一而行，此可由各國的違反公平交易判例即知。

謝謝委員對中央主管機關的關愛與諒解！

附錄五：期末審查意見回覆表

委員	審查意見	意見回覆
<p>李清榮委員</p>	<p>綜合評論：</p> <ol style="list-style-type: none"> 第二章探討自由化下推動碳稅與能源稅部分，對二者間之關聯性，似乎未做明確連結，為何目前環保署之政策與能源政策不相連貫。 第三章宜補充目前電源結構與其發電成本高低之關聯性並評估未來電價上漲之可能性，並闡釋對電業自由化之影響。 第五章之電力批發市場宜補充何種市場型態建構，例如：在強制式電力池（pool）或在雙邊合約下之平衡市場或現貨市場。並評估何種市場型態較適合台灣之獨立電力系統與政經生態。 第七章零售市場規則，只要開放用戶購電選擇權，其他 smart meter 及用戶服務配電措施配合法規，但必須對相關供電商及其他用戶之權利與義務應有完整之配套機制規範。 <p>後續修訂建議：</p> <ol style="list-style-type: none"> 能源稅制之規劃與電業自由化之關聯，宜加強，包括如課徵能源稅或碳稅對電價之衝擊，對未來電源開發與長期供電穩定與安全之影響？ 有關電業自由化之階段性作法，請以 	<p>綜合評論回覆：</p> <ol style="list-style-type: none"> 本研究於 2.3 顯示碳稅與能源稅之關聯，根據國際上之一般看法，顯示兩者同屬於環境稅，兩者不同之處在於稅基不同。能源稅之稅基為各種能源使用量或污染排放量；而碳稅之稅基為能源之含碳量，而含碳量可由能源之特性或依其探排放之規模來測得，因此兩者之主要關聯之處，在於若以碳排放量來課徵碳稅，則事實上即是課徵碳稅的一種，但若以能源使用量或其他污染排放量來課能源稅，此時能源稅與碳稅之關聯性較低。至於碳稅與電業自由化之關聯，則為碳排放之外部性會影響到電力市場的公平競爭，而電業的自由化與否也會影響到碳稅的轉嫁與節能減碳的經濟效率。詳細的關聯性已在結論中有具體說明。此外，政府部門的橫向聯繫需要加強才能保證政策跨領域的連貫性。 本研究團隊於 101、102 年所於核研所之「美、德、瑞典及我國現行電價策略分析資料庫建置計畫」已針對我國暨主要國家電力市場之電源結構、發電成本等因素，探討各國之電價，故本研究不再贅述，請委員參酌。 依國外電力市場發展情況，強制式電力池已鮮少存在，多為自願型電力池搭配雙邊

	<p>開放用戶購電選擇權與 ISO 成立所需時間以及對台電之衝擊等因素規劃。</p>	<p>合約交易，此種市場型態彈性大，市場參與者的自主性強，比較適合我國的政經情勢，且我國的電業主管機關也傾向採用此種模式。</p> <p>4. 謝謝委員之建議。</p> <p>後續修訂建議回覆：</p> <p>1. 若發電部門未能免除於能源稅或碳稅之課徵，則發電成本將因課稅而上升，故電價在未受政策性限制之下，亦將上升。</p> <p>至於「對未來電源開發與長期供電穩定與安全之影響」則會導致開發較清潔的能源發電，至於供電穩定與安全則與碳稅開徵無關，不會受影響。。</p> <p>2. 同意評審意見，有關電業自由化之階段性作法，應以開放用戶購電選擇權與 ISO 成立所需時間以及對台電之衝擊等因素規劃。原則上，依國外經驗過渡期不應超過十年。</p>
<p>楊豐碩委員</p>	<p>1. 本報告資料蒐集廣泛、立論精闢，極具參考價值。唯報告中有關電業自由化及電業法修正之相關資料在各章節皆有重複陳述情形，建議應適度整併。</p> <p>2. 電業自由化應思考在現行限制條件下可操作之方案，而非一定尋求最適市場制度方案。</p>	<p>1. 謝謝委員之建議，將遵照辦理。</p> <p>2. 最適市場制度是改革的願景，是長期規劃的目標，而現行限制條件下可操作的方案則是過渡期的作法，並不相互排斥。</p>
<p>錢玉蘭委</p>	<p>1. 補充說明電力調度中心與電力市場管理中心分屬不同單位或是同一單位之利弊。</p>	<p>1. 同屬一單位可收管理綜效，且在實時基礎上較能協調市場結果與安全的調度。分屬不同單位則會使得調度中心</p>

員	2. 補充說明解決 cherry-picking 之具體作法。	<p>成本上升，且協調困難，較難達成經濟與安全調度的功能，唯一的好處是讓調度中心有個競爭比較的對象。</p> <p>2. 解決採櫻桃現象的具體作法有三：解決環境的外部性，亦即課徵碳稅；解決電網調度的外部性，亦即規劃健全的輔助服務市場；解決社會政策的外部性，亦即社會供電義務的政策任務要建立在公平、合理與可比較的基礎上。如此三項作法都做到了，採櫻桃現象自然而然可以降到最低。</p>
---	---------------------------------	--