

行政院及所屬各機關出國報告
(出國類別：實習)

電力交易及調度制度之研究

服務機關：經濟部能源委員會

出國人職稱：一般工程師

姓名：高志宏

出國地區：美國

出國期間：民國 90 年 7 月 2 日
至 7 月 22 日

報告日期：民國 90 年 8 月 27 日

目次

摘要.....	I
壹、目的.....	1
貳、參訪行程及拜訪人員名單.....	2
參、美國電力自由化發展概況.....	4
肆、PJM 電力交易及調度制度	5
一、基本背景	5
二、制度介紹	7
伍、NYISO 電力交易及調度制度.....	22
一、基本背景	22
二、制度介紹	24
陸、加州電力危機探討.....	26
一、電力系統簡介	26
二、電業自由化背景	29
三、電力危機	33
四、加州電力危機原因探討	38
五、因應電力危機措施	53
陸、PJM、NYISO 與 CAISO 市場制度比較	63
柒、心得與建議.....	67

圖 表

圖 1	美國主要電力調度市場尖峰負載及發電量	5
圖 2	PJM 電力網涵蓋區域	6
圖 3	LMP 計算方法---無壅塞情形	11
圖 4	LMP 計算方法---忽略熱量傳輸限制	11
圖 5	LMP 計算方法---熱量傳輸限制	12
圖 6	前一日市場需求小於即時市場需求時，消費者應付金額.	13
圖 7	前一日市場需求大於即時市場需求時，消費者應付金額.	13
圖 8	前一日市場發電量小於即時市場時，發電業者所得金額.	14
圖 9	前一日市場發電量大於即時市場時，發電業者所得金額.	14
圖 10	PJM 各區域義務的裝置容量	16
圖 11	裝置容量市場的價格決定方式	16
圖 12	PJM10 家輸電公司而各自所管轄的區域	18
圖 13	輸電方向與 FTR 合約一致時	21
圖 14	輸電方向與 FTR 合約不一致時	22
圖 15	輸電方向與 FTR 合約不一致時	22
圖 16	NYPP 時期的電力公司	23
圖 17	紐約電源配比	23
圖 18	紐約州的電網	24
圖 19	加州主要能源種類	27
圖 20	2001 年加州電力市場	28

圖 21	加州三大電力公司用戶之平均每月電價.....	34
圖 22	加州三大電力公司用戶之平均每瓩電價.....	35
圖 23	加州 1999 年與 2000 年電價比較	35
圖 24	加州電力系統警戒宣佈之次數	37
圖 25	1990 2000 年加州電力需求增加情形 (GWHS)	39
圖 26	加州歷年備用容量率.....	43
圖 27	加州歷年備用容量率.....	43
圖 28	加州電廠廠齡分布	44
圖 29	1984~2001 年 1 月加州電力部門天然氣平均價格.....	49
表 1	PJM 點對點輸電顧客每月費率	19
表 2	PJM 點對點輸電顧客每月費率	19
表 3	加州 1990~2000 年電力消費 (部門別)	29
表 4	加州 1990~2000 年電力消費成長比率 (部門別)	38
表 5	1996 年至 1999 年增加之淨供電容量及負載成長比較	42
表 6	全年日尖峰負載 (MW)	44
表 7	CAISO、PJM 與 NYISO 市場比較.....	66

摘要

近年來，各國均進行電業自由化的推動，尤其是就電力交易與調度制度進行改革。各國推動或採用之模式，依各國國情雖有不同，然值我國推動電業自由化之際，其制度及經驗均值得我國學習與借鏡。當前各國推動電業自由化較有成效者當推美國，尤其東部各州電業自由化發展，為各界推介值得學習之對象。另近日發生之加州停電事故危機，亦讓各國對推展電業自由化有極大的省思及檢討。為瞭解美國電力調度及交易制度，故此次出國計畫訪問 NYISO、PJM 等相關電力調度機構及電力事業以瞭解其電力調度及交易制度，赴 KEMA 顧問公司研討各電業自由化模式及措施，並參訪加州電力研究組織及管制單位以瞭解加州停電危機及電業管制。

電力調度與交易制度之研究

壹、目的

電力工業係國家重要能源工業，為國家經濟發展及工商業成長動力，亦為提高人民生活水準重要憑藉。過去我國電力產業因考量電力產業之規模及電力特性，由台電公司獨家經營。然隨國內外設會經濟情勢變遷、科技進步及人民生活水準提升，加以電力市場之民營化與自由化乃當前全球性趨勢，電業自由化遂為我國重要政策。

近年來世界各國紛紛進行電力市場自由化，其中有關電力調度與交易制度之模式，依各國國情雖有不同，然值我國推動電業自由化之際，其制度及經驗均值得我國學習與借鏡。

當前各國推動電業自由化較有成效者，除英國及澳洲外，當推美國。電業於美國屬各州自治事項，各州亦因條件及需求不同而發展不同之政策及制度，尤其東部各州電業自由化發展，為各界推介值得學習之對象。另近日發生之加州停電事故危機，亦讓各國對推展電業自由化有極大的省思及檢討。為瞭解美國電力調度及交易制度，故此次出國計畫訪問 NYISO、PJM 等相關電力調度機構及電力事業以瞭解其電力調度及交易制度，赴 KEMA 顧問公司研討各電業自由化模式及措施，並參訪加州電力研究組織及管制單位以瞭解加州停電危機及電業管制。

貳、參訪行程及拜訪人員名單

「美國電力調度及交易制度之研究」

九十年七月一日至七月二十二日參訪行程

日期	地點	參訪機構	拜訪人員	參訪項目
7/02 (Mon.)	紐約 16466 Bernardo Center Drive Suite 250	KEMA 管理顧問 公司 KEMA Consulting	Vice President Mr. Nader Farah	1.搭機至紐約 2.確認參訪單位、參拜時 間、地點及交通方式 3.確認參訪項目及研討主題
7/3 (Tue.)	紐約 116-390 Village Boulevard	紐約電力局 New York Power Authority (NYPA)	Technical Manager Mr. Walt Jandke	1.拜訪紐約電力供應系統業 者 2.電業自由化經驗 3.業者對自由化之態度及評 估
7/4 (Wed.)	美國國慶			
7/5 (Thu.)	紐約 5172 Western Turnpike	紐約電力調度中心 New York Independent System Operator (NYISO)	Public Relation Manager Mr. Ken Klapp	1.限電方案執行標準及補償 原則 2.電力調度及交易執行現況 3.電業自由化進度及經驗
7/6 (Fri.)	紐約 2301 Market Street	PECO 能源公司 PECO Energy Company	Manager Mr. Paul McGlynn	1.電業自由化下，電業之參 與角色轉變及因應 2.電業接受調度之職責與主 要爭議
7/7 (Sat.)	假日			
7/8 (Sun.)	紐約市至華盛頓 特區			
7/9 (Mon.)	華盛頓特區	華盛頓特區 公用服務委員會 DC Public Service Commission	Commissioner Me. Ed Meyers Senior Analyst Ms. Erin Kootsky	1.公用事業管理 2.費率管制及審議 3.爭議調處模式及程序 4.委員會組織及架構
7/10 (Tue.)	華盛頓特區 888 First St. NE	全國管制 公用事業協會 National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)	Manager Mr. Charles Gray	1.公用事業對自由化之接受 度 2.對全國電業自由化之看法 3.管制公用事業及發電業角 色之區分
7/11 (Wed.)	華盛頓特區 1025 Connecticut Avenue NW, Suite 1110	KEMA 管理顧問 公司 KEMA Consulting	Vice President Bimai Mukheerjee	1.美國電業自由化之進展、 模式及執行方式總攬 2.電力調度中心組織與制度 建立之管理 3.電力調度中心設計與細部

日期	地點	參訪機構	拜訪人員	參訪項目
				規劃 4.區域輸電調度中心管理 5.電力調度軟體介紹 6.電力交易制度分析
7/12 am (Thu.)	華盛頓特區 1025 Connecticut Avenue NW, Suite 1110	KEMA Consulting	Vice President Bimai Mukheerjee	同上
7/13 (Fri.)	費城 955 Jefferson Avenue VFCC	賓州電力調度中心 PJM Interconnection, L.L.C. (PJM)	Manager Mr. John Coughlin	1.電力調度原則及爭議解決 方式 2.電力調度中心組織、結 構、人力配置、權責劃分 3.電力調度執行及限電原則 4.電業自由化之經驗及成效
7/14 (Sat.)	費城至舊金山			
7/15 (Sun.)		(假日)		
7/16 (Mon.)	舊金山 470 Santa Barbara Drive	The STARS Group	President Dr. Oliver Yu	1.電業市場自由化研究 2.電力市場規劃與設計 3.加州停電危機原由探討
7/17 (Tue.)	舊金山 4962 El Camino Real, Suite 112	LCG Consulting	President Dr. Rajat Deb	1.電力調度軟體評估 2.電力負載與調度模式評估 與分析 3.電業自由化方案評估
7/18 (Wed.)	舊金山 3412 Hillview Avenue	Electric Power Research Institute (EPRI)	Program Manager Dr. Hungpo Chao	1.蒐集電力調度與交易資料 2.電力調度技術發展現況 3.電力調度資訊系統應用 4.電業解制研究 5.加州停電危機探討
7/19 (Thu.)	舊金山 250 Hamilton Avenue	City of Palo Alto Utilities	Senior Resource Planner Shishir Mukherjee	1.配電系統分佈及壅塞情形 2.供電情形及停電因應 3.供電計畫及負載預測規劃
7/20 (Fri.)	舊金山 505 Van Ness Ave, 4th Floor	California Public Utilities Commission (CPUC)	Senior Regulatory Analyst Mr. Jay Morse	1.加州危機措施因應及原由 探討 2.加州電業自由化成效檢討 3.公用事業管制考量因素 4.公用事業管理分工原則
7/21 ~22 (Sat.~ Sun.)	美國舊金山搭機 返回台北			

參、美國電力自由化發展概況

美國因兩次石油危機對經濟造成衝擊，為降低對油、氣等化石燃料的依賴，於 1978 年制定「公用事業管制政策法」(Public Utility Regulatory Policies Act, PURPA) 鼓勵發電業競爭，並將電業導向自由化。後於 1992 年制定「能源政策法」(Energy Policy Act, EPAct), 開放所有公用事業的輸電網路，以使電力市場更趨向自由化。為落實躉售代輸制度，「聯邦能源管制委員會」(Federal Energy Regulation Commission, FERC) 遂於一九九五年頒布「網路開放與公平性法規制定公告」(Open Access and Comparability Notice of Public Ruling), 強制規定輸電網路應開放且公平使用，使網路服務擴大為全面性的服務。

聯邦電力管制委員會另於 1996 年制訂 888 號法令 (開放網路法案 Open Access Final Rule) 及 889 號法令 (OASIS¹ Final Rule) 以進一步開放網路。其中 888 號法令鼓勵自願成立負責電力調度之「獨立系統操作者」(Independent System Operator ; ISO), 以提供公平的輸電服務，為目前美國各地區成立電力調度中心之依據。

FERC 的 888 號法令公布後，至今共有四家經 FERC 核准之 ISO 開始營運，分別為賓州-紐澤西-馬里蘭網路聯結公司 (Pennsylvania-Jersey-Maryland Interconnections LLC, 以下簡稱 PJM) 紐約 ISO (New York Independent System Operator, NY ISO) 新英格蘭 ISO (ISO New England, Inc., ISO NE) 及加州 ISO (California Independent System Operator, CAISO)。其中以 PJM 的電力市場規模最大，加州次之，紐約州則為第三大。各電力調度中心調度地區、尖峰負載、發電量及百

¹ OASIS 為 open access same-time information system 之縮寫，即為「開放網路即時資訊系統」。乃是建立電子資訊的即時資訊系統，以公佈相關輸電網路的訊息。

分比如圖一所示。此次赴美實習即以 PJM 及紐約 ISO 為主，並實地瞭解加州缺電危機原由及目前措施。

以下分就 PJM、紐約 ISO 及加州 ISO 做說明。

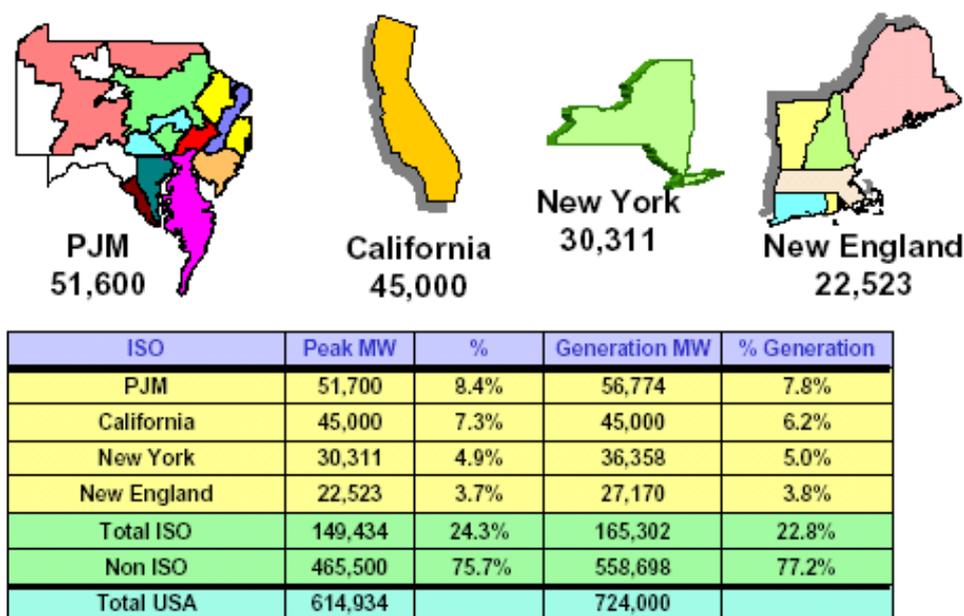


圖 1 美國主要電力調度市場尖峰負載及發電量

肆、PJM 電力交易及調度制度

一、基本背景

PJM Interconnection, L.L.C. (以下簡稱 PJM) 前身係於 1927 年由美國東部的賓州 (Pennsylvania) 馬里蘭州 (Maryland) 及澤西州 (New Jersey) 三個州之電力網併聯而成之統一調度單位，隸屬於 PECO Energy 公司，為世界第一個電力池 (Power Pool)。1993 年自 PECO 分離而為獨立之電力調度機構，其於實施電業自由化前，PJM 所控制之電力網即為一相互融通之電力網系統，並行之有年，故無需為因應自由化而予以聯網或成立新組織以進行統籌調度。為符合 FERC 之 888 號案要求，故 PJM 著手加強於其原有基礎上引進競爭機

制，將輸電線路定義為公用通路（Common Carrier），惟輸電線路仍歸電業所有，並由 PJM 負責聯網之電力交易市場（Interchange Energy Market）其電能交易方式分為由直接簽訂購售電合約的直購（Bilateral Transaction）或經由 PJM 交易所進行的買賣。所有聯網內的電力交易結果均需經由 PJM 調度以完成輸送。

PJM 於 1997 年 3 月 31 日正式掛牌成立公司，為一非營利性公司股票公司，由管理委員會管理，並設立第一個競價電力市場。電力網涵蓋五個中大西洋州（新澤西，賓夕法尼亞，德拉瓦，馬利蘭，和維吉妮亞）的主要部分及哥倫比亞地區（如圖 2 所示）。1998 年 PJM 經 FERC 批准成為獨立電力系統操作者（ISO），正式負責該區域之電力調度及交易事項。截至目前為止，PJM 共計有 209 個會員，其中包括：公用事業、獨立電廠（IPP）、FERC 核准的各州電力交易市場、最終消費者、消費者保護團體、政府單位及公司等。其控制範圍內有 540 個電廠，調度之輸電線迴路長達 8 仟英哩，資產數月為 55 億美元，用戶數則超過 2.4 仟萬戶。

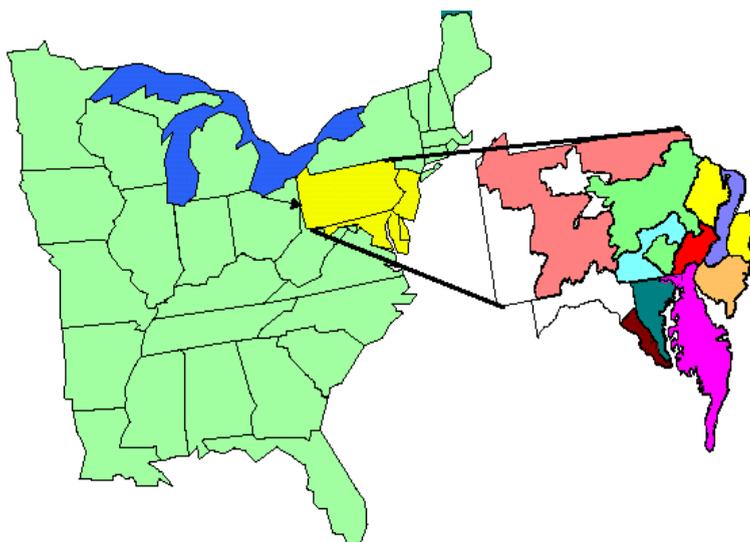


圖 2 PJM 電力網涵蓋區域

PJM 負責電力調度及電力交易兩項業務內容，故除確保電能調度及輸送之穩定及安全外，並負責安排雙邊合約之調度排程、提供輔助

服務及備用電力服務、交易會計作業及結算等業務，主要職責乃在促進具有競爭性之批發電力市場。其宗旨在能完全符合顧客需要及保持其所服務的每個市場之電力系統可靠性。

二、制度介紹

PJM 擁有北美最大的輸電網路區域，亦為全世界第三大的電力競爭市場。其共設有 4 個市場以進行不同需求的電力交易，分別為：電能市場（energy market）、容量信用市場（capacity credit market）、輔助服務市場（regulation market）及財務輸電權市場（fixed transmission right market）。市場參與者可依據本身需求來決定於何種市場中進行電力交易及交易方式。用戶或電能購買者除可選擇利用即時現貨市場或長期購售電合約方式購電外，亦可向 PJM 控制區域外之電業購電。2000 年各市場量分別是能源市場為 128 仟萬美元，容量信用市場為 7.4 仟萬美元，輔助服務市場為 10.1 仟萬元，財務輸電權市場為 4 百萬美元。以下分別簡要介紹各市場之運作：

（一）電能市場

為以電能購售交易為基礎之自願性市場。在 PJM 中，市場參與者可以多種選擇方式來買賣電能，買賣雙方可以決定以直接訂定電能購售電雙邊合約，或經由 PJM 之電力市場撮合買賣電能之標單及數量，亦可向 PJM 調度區域以外的發電業者購買電能。雙邊合約係由買賣電能雙方自行洽訂購售量、價格及時段。於 PJM 之電力交易則依競價作業時程劃分為兩個市場：前一日市場（Day-Ahead Market）及即時市場（Real-Time Market），並分別結算（settlement）。其採用之訂價方式為區域邊際訂價法（Locational Marginal Pricing）。以下分別就前一日市場、即時市場、訂價方式說明之。

1、前一日市場 (Day-Ahead Market)

前一日市場係按前一日市場發電業者的賣方標單及負載端之買方標單撮合雙方之價格及數量，以決定每小時之發電量、價格及發電廠商。參與本市場之市場參與者應於交易日的前一天中午 (12:00) 前將所有競標資料送交 PJM，下午 4 時前公布撮合交易結果，包括各連接點的發電量、需電量及價格等資料。在前一日前交易市場的計算及結算均以「小時」為單位。

市場參與者除向 PJM 的前一日市場投標競價並接受調度外，亦可依據雙邊合約提出自我排程。如發電業選擇選擇雙邊合約之自我排程，則應向 PJM 通知所要加入或離開輸電系統之供電量，PJM 依其報價決定最佳之調度次序，以確保調度結果能符合業者自我排程、交易結果、輸電容量及可靠度的各項要求。

2、即時市場 (Real-Time Energy Market)

即時電力交易市場於交易日前一天下午 4 時開始接受標單，參與即時電力交易市場的市場參與者，必需於交易日前一天下午 6 時前將所有標資料給 PJM。在即時電力交易市場則每 5 分鐘計算每一連接點的 LMP，但經加權後以「小時」為結算單位。在即時現貨市場上，當可靠度產生問題時，PJM 立即做最佳經濟調度以因應需求，並運用 LMP 處理輸電線路壅塞問題。即壅塞發生時，視兩端之發電業是否減少發電或需電用戶降低用電量，以求平衡。減少發電或降低用電需求之一方，可獲得一方之 LMP 差價。

3、區域邊際訂價法

即是指在該區域，考慮所有輸電限制，以同交易時段中可用之發電機組，由所報之最低發電價格依序提供負載後，最後滿足負載之機組所報價格，並依據各連接點決定各點之交易價格。依此定義，該價格為發電邊際成本、輸電壅塞成本及邊際損失成本三者之和。惟目前 PJM 尚未考量邊際損失成本，故 PJM 之訂價公式為：

$$\text{LMP} = \text{發電邊際成本} + \text{輸電壅塞成本}$$

此訂價方式係依據實際電力潮流及系統操作情況來計價。倘無輸電容量限制時，即無輸電壅塞成本，則各區域及各連接點的價格皆相等，均為發電之邊際成本；反之，倘發生輸電線路壅塞時，則不同的 LMP 即反映出各邊際機組供電比例及電力的運輸成本。決定 LMP 後，發電業者獲的其發電端匯流排處或連接點的 LMP 價格，負載端則支付其負載端匯流排處或連接點之 LMP 價格，兩點間之差異即為壅塞費用。

由於每一連接點的壅塞成本和流經該連接點上之電力潮流、邊際機組及發電成本（解決壅塞問題時，最後遞增及遞減發電機組出力之競標價格）有關，故每一點的 LMP 均不相同。PJM 目前利用定態估計法及線性規劃法來計算每一連結點之 LMP。而雙邊合約之電力交易則依其接收端（source）及提出端（sink）的 LMP 計算支付壅塞費用，其計算公式為：

$$\text{壅塞費用} = \text{電力交易量} \times (\text{發電之提出端的 LMP} - \text{負載之接收端的 LMP})$$

對輸電線路壅塞的管理，電力交易時可預先設定不支付壅塞費用，於壅塞發生時，即由 PJM 調度降載，或由發電業者通知 PJM 後自動降載，亦可購買財務輸電權。以下分別就輸電線路無壅塞、忽略熱量傳輸限制、壅塞系統等情形說明

例 1：無壅塞情形時

如圖 3，其電力總需求為 250MW，B 連接點（變電所）需求為 50MW，C 連接點（變電所）需求為 200MW。而輸電線路 AC 間有 200MW 瓦裝置容量限制，區域 1 的 Deer Creek 發電裝置容量為 400MW，發電成本為 10 元/MW。區域 2 的 Wild Run 發電裝置容量為 200MW，發電成本為 20 元/MW。成本較低的 Deer Creek 實際發電為 250MW 即可滿足 B、C 連接點的需求，故 Wild Run 實際上並不發電，因此不論是區域 1、2 或 3 的 LMP 均為 10 元。而實際的輸電容量：A C 為 150MW、A B 為 100MW、B C 為 50MW。

例 2：忽略熱量傳輸限制

如圖 4，當電力需求增加 150MW 成為 400MW，B 連接點（變電所）需求為 75MW，C 連接點（變電所）需求為 325MW。而其他條件與例 1 相同。雖 Deer Creek 發電 400MW 即可滿足 B、C 連接點的需求，但因其不考量傳輸限制時，以發電成本最高的價值計價，故雖 Wild Run 實際上並不發電，但不論是區域 1、2、3 均為 20 元。而實際的輸電容量：A C 為 242MW、A B 為 158MW、B C 為 83MW。

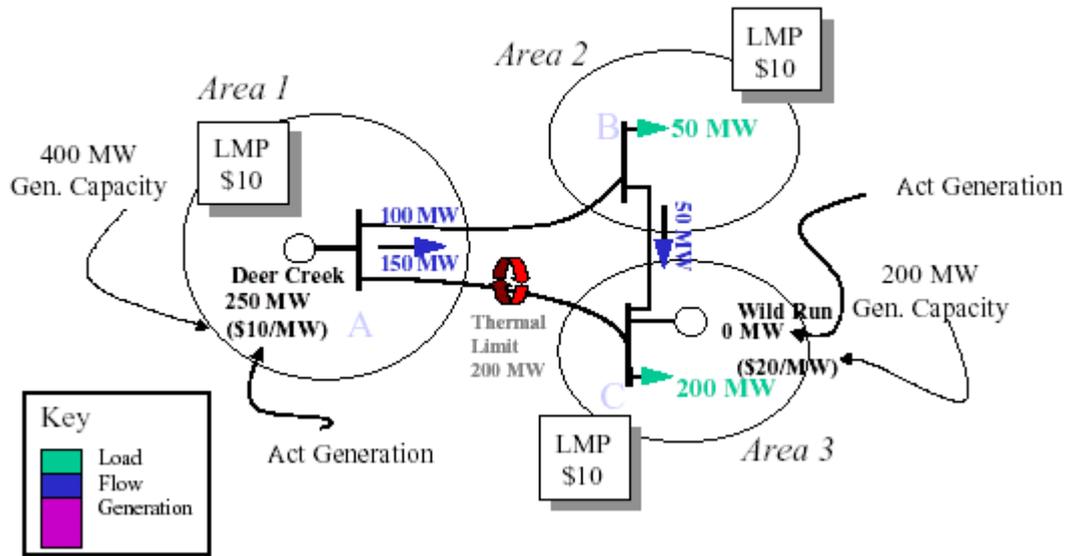


圖 3 LMP 計算方法---無壅塞情形

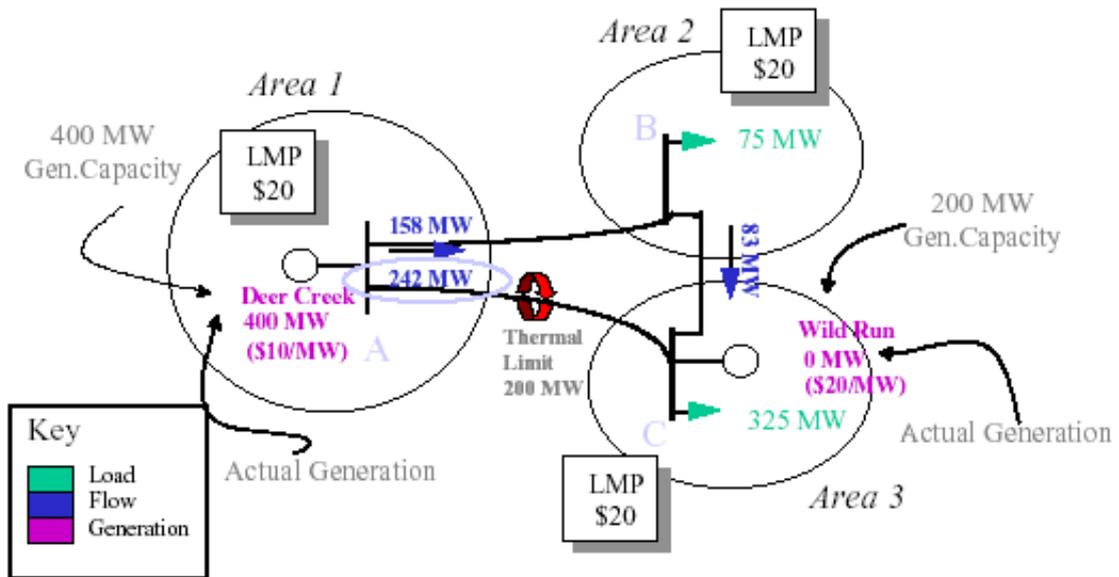


圖 4 LMP 計算方法---忽略熱量傳輸限制

例 3: 壅塞系統

如圖 5，當電力需求增加 150MW 成為 400MW，B 連接點（變電所）需求為 75MW，C 連接點（變電所）需求為 325MW。而其他條件與例 1 相同。雖 Deer Creek 發電

400MW 即可滿足 B、C 連接點的需求，但因其考量傳輸限制，故 Wild Run 仍需發電 62MW 並負責輸電，實際的輸電容量：A C 為 200MW、A B 為 138MW、B C 為 63MW。為維持穩定性及輸電的經濟性，因此每增加 1MW 負載時，則 50% 由 Deer Creek 發電，50% 由 Wild Run 發電，故區域 2 的 $LMP=0.5*10+0.5*20=15$ ，所以 LMP 的價格決定於輸電系統的電潮流特性，其可以反應發電實際成本及輸電成本。

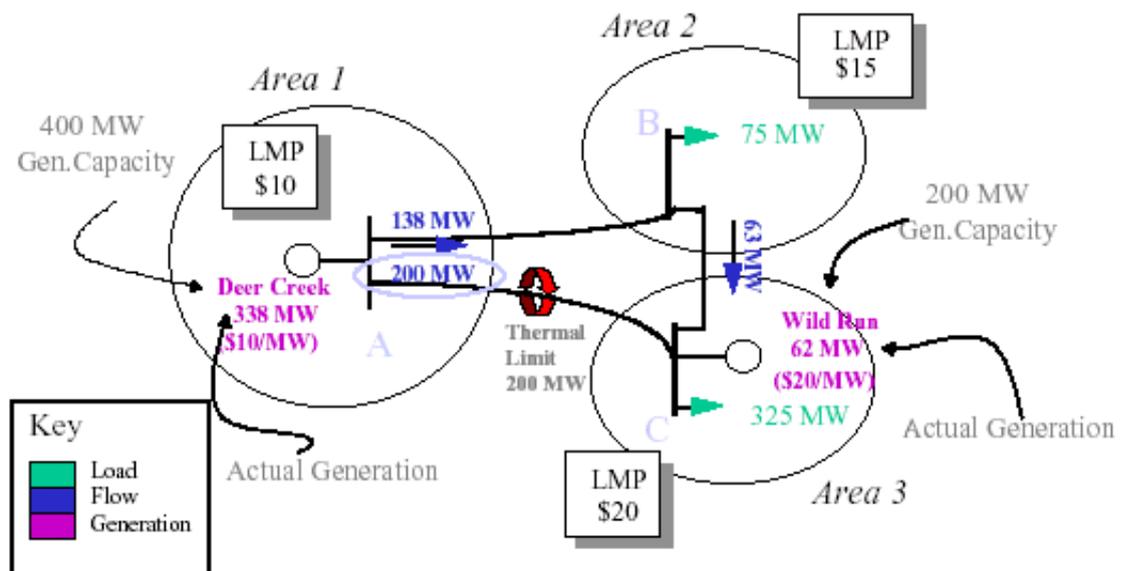


圖 5 LMP 計算方法---熱量傳輸限制

在系統發生不平衡時，PJM 同樣用 LMP 方式處理，亦即自我排程業如產生過多電力投入輸電網路，則會獲得在投入點之 LMP；同樣地，自我排程之負載需求者（用戶）如撤出其用電需求量時，則其必須繳付在繳出點之 LMP。PJM 在輔助服務方面，係以管理為基礎將線路損失計入 LMP，以比例分配給所有購電者。

以下為四個例子說明前一日市場與即時市場不同時

之計價：

例 1: LSE²前一日市場需求小於即時市場需求

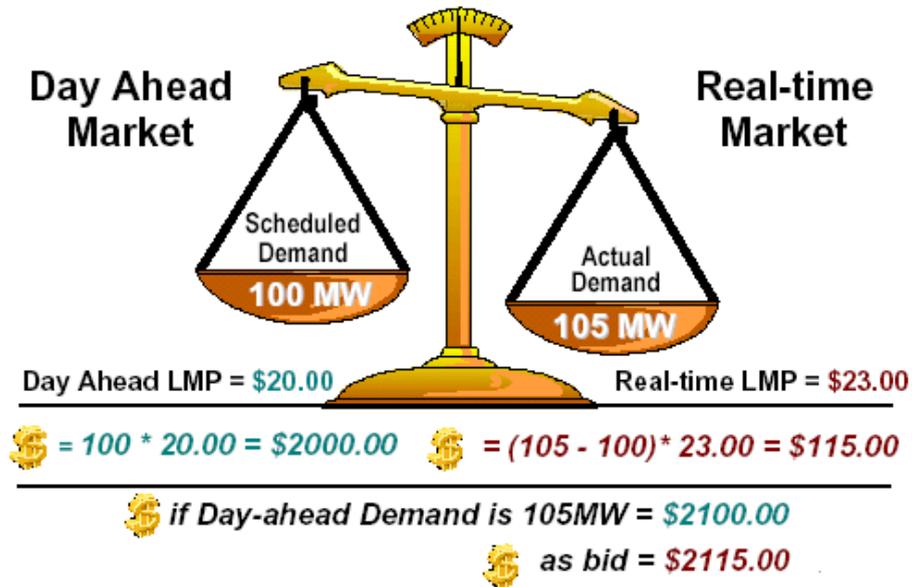


圖 6 前一日市場需求小於即時市場需求時，消費者應付金額

例 2: LSE 前一日市場需求大於即時市場需求

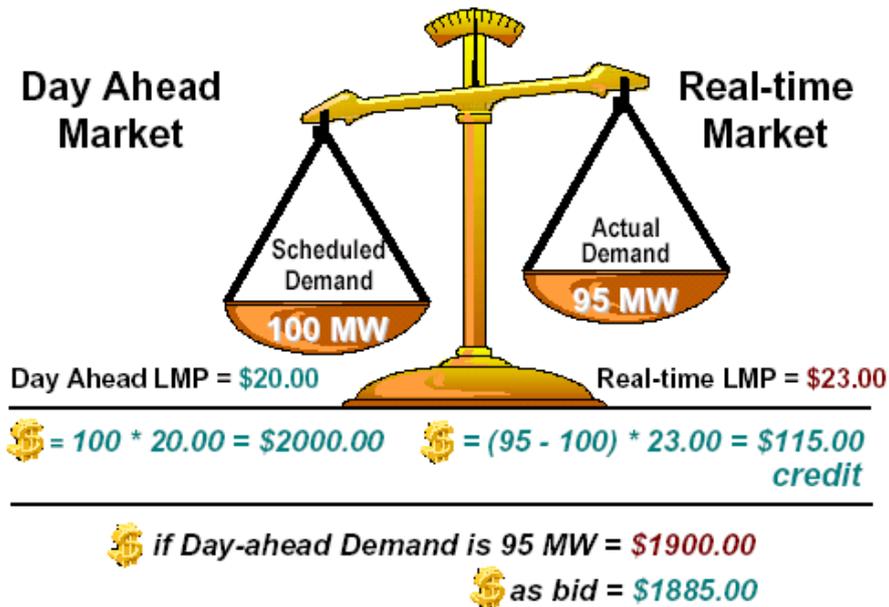


圖 7 前一日市場需求大於即時市場需求時，消費者應付金額

² LSE (Load Service Entity) 即為提供零售顧客供電需求者，包括發電業者、輸電業者、配電業者及能源供應商等。

例 3: 前一日市場發電量小於即時市場發電量

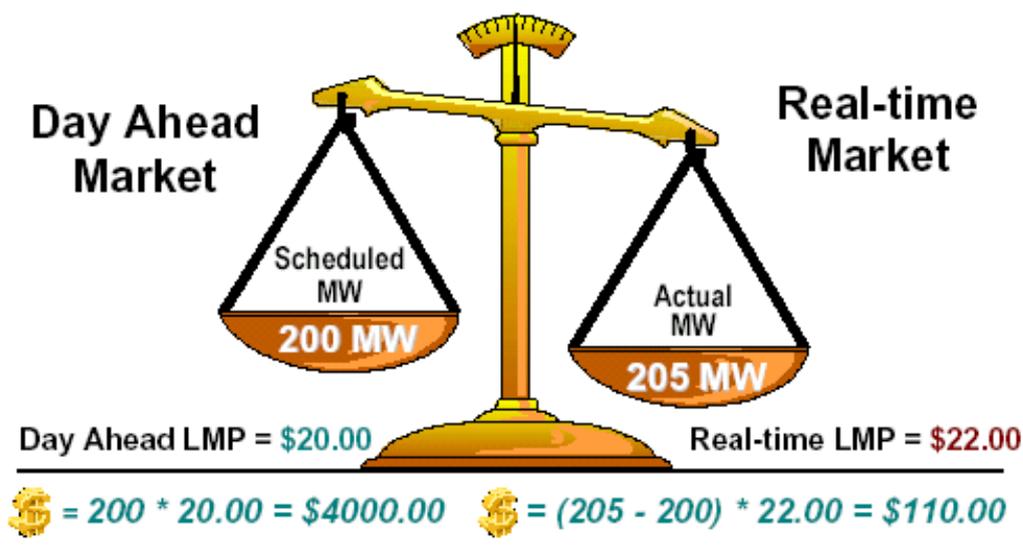


圖 8 前一日市場發電量小於即時市場時，發電業者所得金額

例 4: 前一日市場發電量大於即時市場發電量

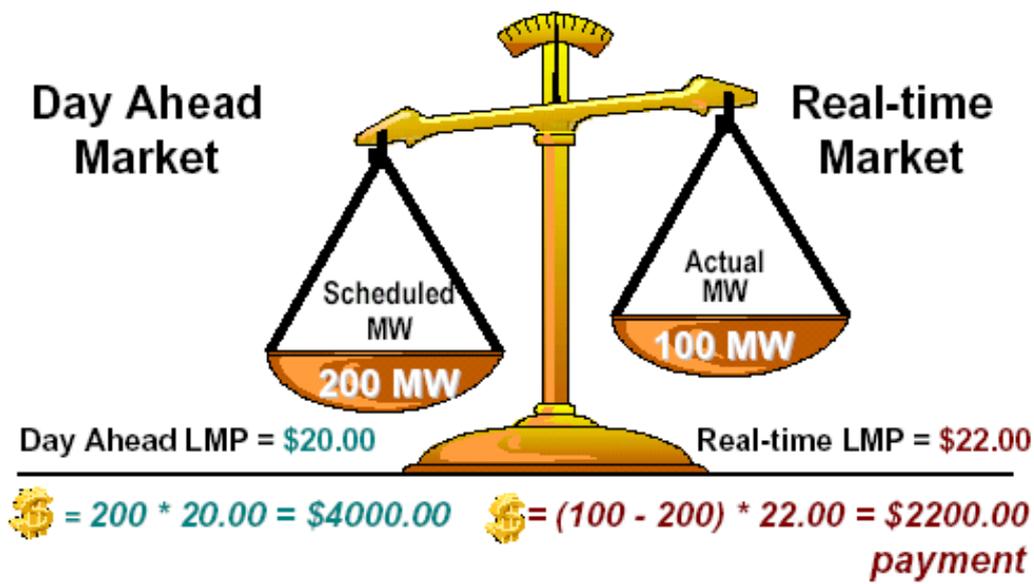


圖 9 前一日市場發電量大於即時市場時，發電業者所得金額

就 PJM 遠期電力市場而言，最大特色是在其雙邊合約所形成之自由競爭方式。此一市場架構之所以為參與者喜愛，其原因有二：第一、電力期貨能以多種方式自由組成，藉彼此競

爭使市場結構執行上的問題得到最佳解決；第二、遠期市場使 PJM 能藉市場紀律，使業者自然因應消費者之需求。

(二) 容量信用市場 (Capacity Credit Market)

為確保電力系統的可靠度，因此系統應有超過尖峰負載以上容量，PJM 操作準則 (schedule 11) 中規定了容量信用市場的運作準則。依其用戶之負載量，每個 LSE 都需滿足其每日之容量要求，LSE 可透過自己的發電容量、雙邊合約或至容量市場購買容量來滿足容量要求。容量信用市場包括每日市場及每月市場。每日市場為強制性市場，買方及賣方標單應於早上 7~10 點間提送，註明容量、種類 (固定或變動)、價格、日期等資訊，PJM 會於 10:05 評估市場參與者之容量，若市場參與者的容量不足，PJM 會自動將買方標單調為不足之容量，若市場參與者容量過剩，則 PJM 會賣出過剩容量。每月市場則是自願性市場，期間可涵括一個月至數月，買方及賣方標單亦於早上 7~10 點間提送，PJM 於晚上 12 點前結清。PJM 義務裝置容量計算公式為：

(調整過計畫尖峰負載) \times (1 + 備用容量率) \times (1 - PJM 平均強迫停電率)

目前，PJM 市場的非強迫性裝置容量為 $52,350 \times (1+0.195) \times (1-0.0976) = 56,454.3\text{MW}$ (MW)。其各區域義務的裝置容量如圖 10。

其可以利用有效性需求管理 (Active Load Management) 在尖峰時間將需求減少，故 LSE 的義務裝置容量可因容戶減少而減少。其價格決定的方，係將買方的報價依價高至價低排序，賣方依價低至價高排序。當買方價格較賣方出價低時，即

為成交金額，如圖 11 所示，其成交價格為 75 元，成交的數量為 $25+30+50=105\text{MW}$ 。即將買方的報價畫出需求曲線，賣方的報價畫出供給曲線，供需曲線的交點即為成交的金額與數量。

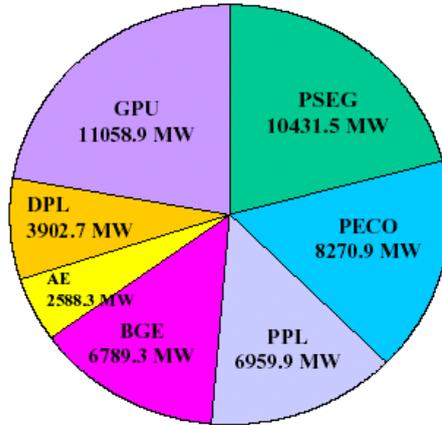
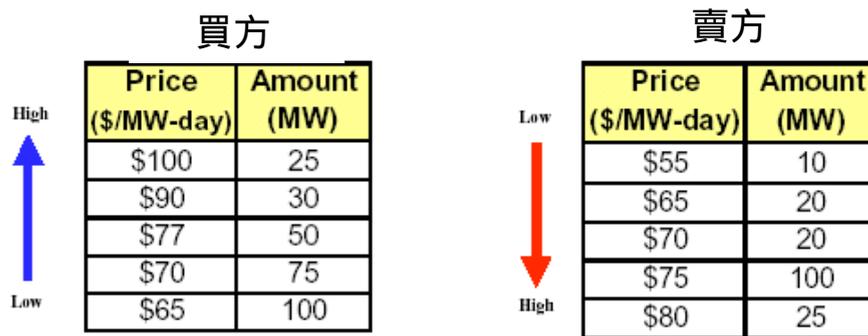


圖 10 PJM 各區域義務的裝置容量



買方 VS. 賣方

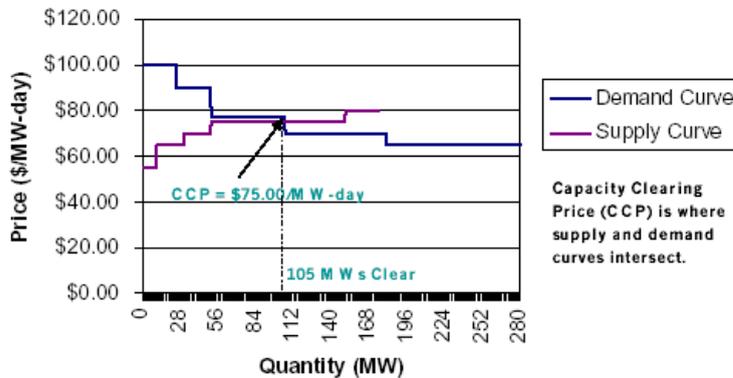


圖 11 裝置容量市場的價格決定方式

(三) 輔助服務市場

輔助服務包含排程系統控制及輸電、發電來源的反應性供應及電壓控制、能源不平衡、管制服務及營運備轉容量。而在規劃現貨與輔助性服務市場中最大的關鍵在於如何市場間彼此的連繫。PJM 於 1999 年 4 月 1 日開始了能源交易市場，而其輔助性服務市場則是以一次實施一個市場為原則，現已存在的輔助性服務市場僅有 2000 年 6 月 1 日開放的電能調節市場 (regulation market)，而熱機備轉容量市場 (spinning market) 則正在規劃中，但現貨與輔助性服務市場彼此間如何連繫卻尚未確定。PJM 的調節服務要求為前一日尖峰負載預測值 (尖峰時段) 及離峰負載預測值 (離峰時段) 的 1.1% ，LSE 可透過自我排程、與其他市場參與者簽約或是由調節市場購買所需之調節服務。調節市場的標單需在前一日下午 6 點之前遞出，註明狀況、容量、價格及出力上下限。調節市場於前一日晚上 10 點結清，市場結清價格 (regulation market clearing price, RMCP) 為排入排程中最高的價格，最後支付則為 RMCP 或機組標單價格加上機組機會成本兩者中的較高者。在建立調節市場之前，PJM 時有調節服務不足之情況，但在市場成立之後，不但有充足的調節電能，且價格並無變動，系統控制亦有明顯改善。

(四) FTR 競價市場

固定輸電權 (fixed transmission rights, FTR) 是一種財務契約，可確保持有者可按每小時發電與負載兩端匯流排之 LMP 差異，得到特定的收入 (FTR 乘以 LMP 差)。設計 FTR 的目的是提供市場參與者規避電價的不確定性，以固定的價格提供輸電服務，不受壅塞影響。網路輸電服務之 FTR 是以年尖峰負載為基礎，須指定發電端與負載端；固定點對點服務之 FTR

可在輸電容量預定時一併購買，亦須指定端點。既有的 FTR 可在次級市場中以雙邊合約方式買賣。此外，亦有 FTR 的集中拍賣市場，可供競標剩餘的容量。1999 年網路產生壅塞的時間為 19%，壅塞費用總收入為 65.4 百萬美元，FTR 支付共為 58.7 百萬美元，FTR 平均價值為 US\$100/MW/month。

PJM 調度之輸電系統係由 10 家輸電公司所組成，其各自輸電線路所管轄區域如圖 12 所示。

1、點對點 (Point to Point)：

依輸送對象又分為：

- (1) 公司：有長期與短期兩種，所謂長期是指一年或一年以上，而短期則有日、週或月三種。點對點輸電顧客每月因其使用的備用裝置容量 (reserved capacity) 所需支付的費率如表 1 所示。

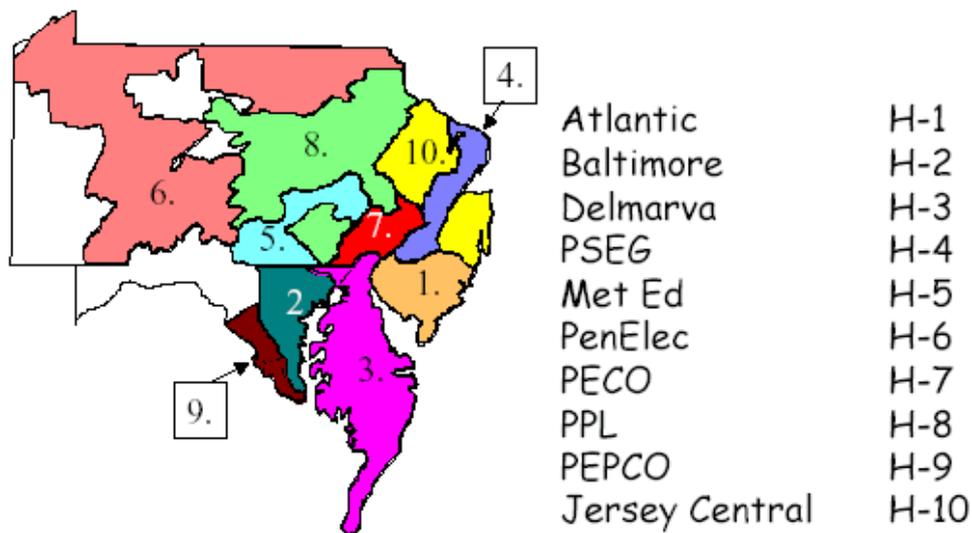


圖 12 PJM10 家輸電公司而各自所管轄的區域

PJM 之輸電服務共分有兩種：

表 1 PJM 點對點輸電顧客每月費率

單位: \$/kw

Point of Delivery	Yearly Charge	Monthly Charge	Weekly Charge	Daily On-Peak ^{1/} Charge	Daily Off-Peak ^{2/} Charge
Border of PJM Control Area	21.275	1.773	0.4091	0.0818	0.0584
AE Zone	23.809	1.984	0.4580	0.0920	0.0650
BG&E Zone	15.675	1.306	0.3010	0.0600	0.0430
Delmarva Zone	19.378	1.615	0.3730	0.0750	0.0530
JCPL Zone	15.112	1.259	0.2906	0.0581	0.0414
MetEd Zone	15.112	1.259	0.2906	0.0581	0.0414
Penelec Zone	15.112	1.259	0.2906	0.0581	0.0414
PECO Zone	26.264	2.189	0.5051	0.1010	0.0722
PPL Zone	22.507	1.876	0.4328	0.0866	0.0618
Pepco Zone	20.999	1.750	0.4040	0.0810	0.0580
PSE&G Zone	23.696	1.975	0.4557	0.0911	0.0651

資料來源：PJM Open Access Transmission Tariff 2001 年 3 月。

(2) 非公司：僅有短期，但除了每日、每週或每月外更有每小時。

表 2 PJM 點對點輸電顧客每月費率

單位: \$/kw

Point of Delivery	Monthly Charge (\$/kW)	Weekly Charge (\$/kW)	Daily On-Peak ^{1/} Charge (\$/kW)	Daily Off-Peak ^{2/} Charge (\$/kW)	Hourly On-Peak ^{3/} Charge (\$/MWh)	Hourly Off-Peak ^{4/} Charge (\$/MWh)
Border of PJM Control Area	1.773	0.4091	0.0818	0.0584	5.11	2.43
AE Zone	1.984	0.4580	0.0920	0.0650	5.72	2.72
BG&E Zone	1.306	0.3010	0.0600	0.0430	3.80	1.80
Delmarva Zone	1.615	0.3730	0.0750	0.0530	4.66	2.21
JCPL Zone	1.259	0.2906	0.0581	0.0414	3.63	1.73
MetEd Zone	1.259	0.2906	0.0581	0.0414	3.63	1.73
Penelec Zone	1.259	0.2906	0.0581	0.0414	3.63	1.73
PECO Zone	2.189	0.5051	0.1010	0.0722	6.31	3.01
PPL Zone	1.876	0.4328	0.0866	0.0618	5.41	2.58
Pepco Zone	1.750	0.4040	0.0810	0.0580	5.00	2.40
PSE&G Zone	1.975	0.4557	0.0911	0.0651	5.70	2.71

資料來源：PJM Open Access Transmission Tariff 2001 年 3 月。

2、電網統合 (Network Integration)

在 PJM 管轄區域中，允許網路顧客利用指定的資源滿足其電網需求，舉凡電力需求的個體均是電網輸電服務的顧客，而依輸送對象又分為：公司（為指定的資源）及非公司（非指定的資源）。

其輸電服務的優先順序如下：

- 1、電網和公司的點對點合約
- 2、願意支付壅塞費用的電網使用者
- 3、非公司個體但願意支付壅塞費用
- 4、非公司個體但其第二節點願意支付壅塞費用
- 5、現貨市場
- 6、不願意支付壅塞費用的電網使用者
- 7、非公司個體且不願意支付壅塞費用

在 PJM，公司點對點輸電及電網輸電顧客可以利用固定輸電權（Fixed Transmission Rights, FTRs）做為 LMP 中壅塞費用的避險工具。嚴格來說，FTR 為在前一日市場中，其所有者可以因某一特定線路的每小時 LMP 不同所得的輸電壅塞成本而獲得利潤，故其為一財務性的工具。FTR 僅為一財務性的工具而非具有實質的輸電權利，其可以保護輸電顧客在前一日市場中電力供應持續不會因其輸電壅塞而導致成本不確定，而在即時市場中輸電顧客若要達到避險功能則僅需將其即時電力排程與前一日電力排程相符合即可。當然市場參與者需從一連節點（變電所）將電力輸送到其他連節點（變電所），FTR 亦提供一避險工具，不僅如此其亦可由無需實質的電力輸送者所購買。

一開始 FTR 僅提供給公司的點對點輸電顧客、電網輸電

顧客以及雙邊合約者，FTR 競價市場則是設計為可以讓所有市場參與者加入，而在 1999 年 4 月 13 日由 FERC 同意後才開始實施。FTRs 的交易呈現穩定的成長從 1999 年平均每月 2,400MW 增加至 2000 年的 6,700MW，而 2000 年 12 月更高達 13,800MW。

FTRs 的取得方式有四種，分別為電網統合服務 (Network Integration Service)；公司點對點服務 (Firm Point-to-Point Service)；雙邊 FTR 市場及 FTR 競價。

公司點對點服務及電網統合服務的 FTRs 可以一起購買。而雙邊市場及 FTR 競價則不論 FTRs 是如何取得的，其可以交易既存的 FTRs。電網統合服務 FTRs (Network Integration Service FTRs) 為電網的顧客可以購買其總尖峰電網負載數量的電網資源任何組合，並且因有即時可行性測試 (Simultaneous Feasibility Test)³ 可以自由的在任何時候增加或減少 FTRs。

例 1：輸電方向與 FTR 合約一致時

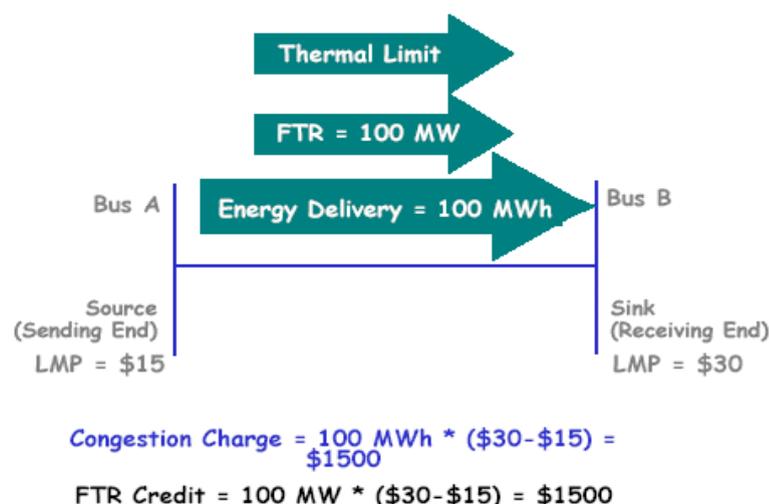


圖 13 輸電方向與 FTR 合約一致時

³ 即行可行性測試是一種市場可行性試驗試圖藉由確保輸電系統在預期系統狀況下可以滿足已發行的 FTRs，而提供適當的收入。若 FTR 可以通過即時可行性測試，則此 FTR 則是可行性並且可以發行。其最主要的功能是藉由確保所有發行的 FTRs 可以完全支付以保障 FTRs 的經濟價值。

例 2：輸電方向與 FTR 合約不一致時

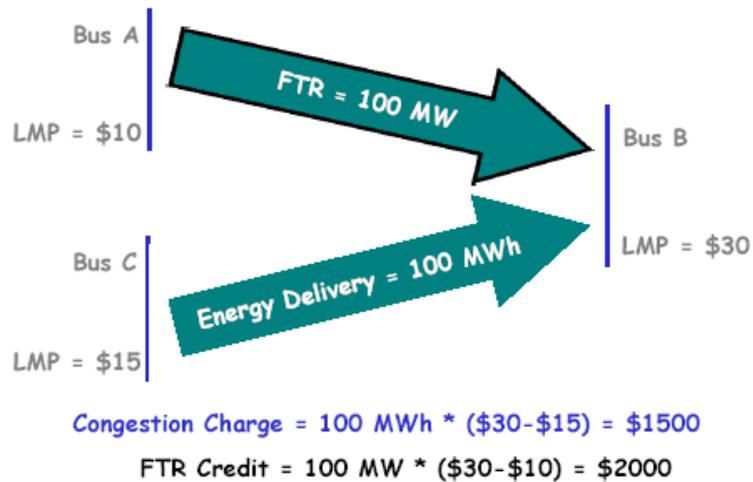


圖 14 輸電方向與 FTR 合約不一致時

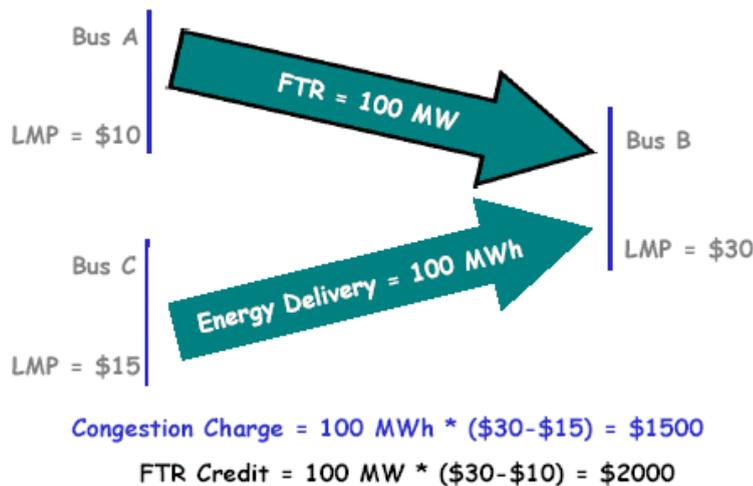


圖 15 輸電方向與 FTR 合約不一致時

伍、NYISO 電力交易及調度制度

一、基本背景

NYPP (New York Power Pool) 原本為紐約州的電力池及輸電中心，其下共有八家電力司 (圖 16) ，而在 1999 年 12 月 1 日 NYISO 正式成立取代 NYPP 管控和營運電力網，其成立為紐約州電力產業重整的一部份，本身為非營利性組織，其責任為操作紐約州的高壓輸電

網以及管理電力躉售市場。其市場結構以雙邊合約為主，約佔其電力市場的 50%，而前一日市場約為 45%~50%，剩下不到 5%的電力在即時市場上交易。

NYISO 的任務為：

- 1、維持紐約電力系統穩定性
- 2、經營效率性及公平性的電力市場

紐約電力的能源配比以天然氣為主佔 30%左右，而水力佔 20%煤炭佔 19%，並且由外州進口約 6%的電力（圖 17）。

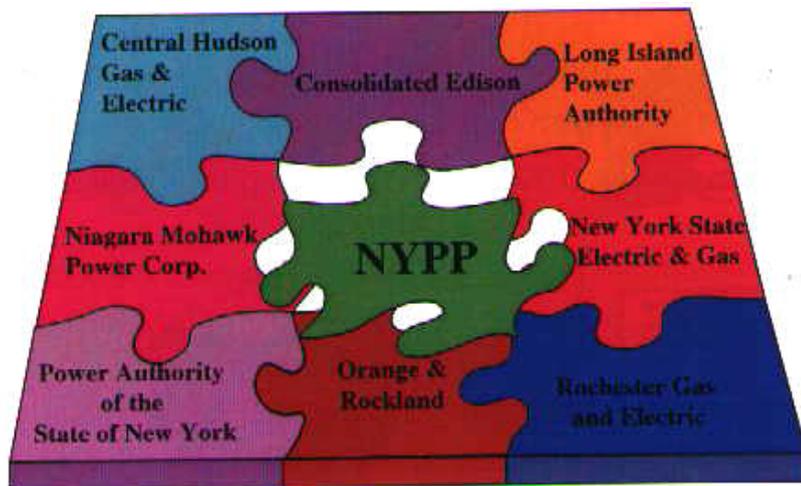


圖 16 NYPP 時期的電力公司

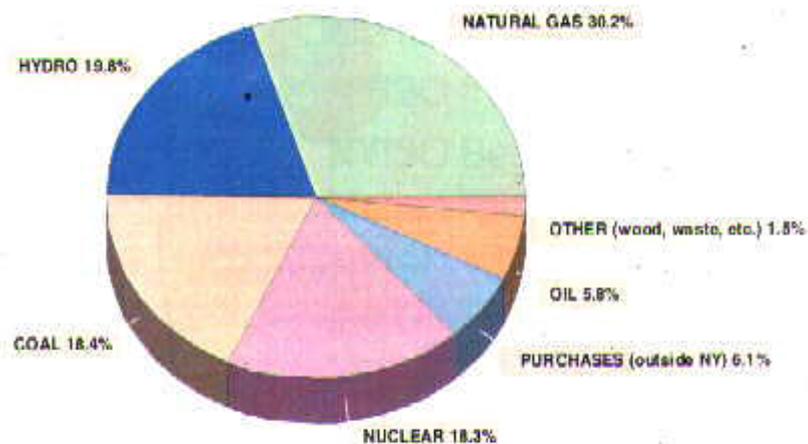


圖 17 紐約電源配比

二、制度介紹

NYISO 其下包括前一日市場、即時市場、裝置容量市場(Installed Capacity)、輸電壅塞合約市場 (Transmission Congestion Contracts, TCC)、裝置容量市場 (Reserves) 及管制市場 (Regulation)。而備轉容量市場又可分為 10 分鐘前熱機備轉容量市場、10 分鐘前非熱機備轉容量市場及 30 分鐘前非熱機備轉容量市場。市場參與者可以藉由購買輸電服務和排程雙邊合約的方式去滿足其內部或外部的需求，而非一定必須在 ISO 相關市場上買賣。

(一) 輸電網區域

紐約州電力供應充足，但與台灣情形相似，其在紐約市及長島地區的電力需求較大，故其最大問題在於壅塞問題。因其大部分輸電線屬於 NYPA 其輸電網如圖 18。



圖 18 紐約州的電網

(二) 能源市場

其下能源市場區分為前一日市場 (Day-Ahead Market) 即

時市場 (Real Time Market)。這兩個能源市場均利用雙方結算系統，而其價格的決定則是利用連結點基礎邊際價格 (Locational Based Marginal Prices, LBMPs)⁴。NYISO 亦有平衡市場評估 (Balancing Market Evaluation, BME) 機制，即在每一小時的 90 分鐘前，允許市場參與者調整其前一日之排程與競價，NYISO 則在 BME 過程中計算 LBMP 價格，但這些價格僅在輔助性服務有效款項及在某些特定情形下的外部輸電⁵。除了能源市場外，其還有裝置容量 (Installed Capacity) 輸電壅塞合約 (Transmission Congestion Contracts) 及裝置容量 (Reserves) 及管制 (Regulation) 等市場。

前一日市場目前其運作的時間表如下：

AM5:00---最晚提出競價及排程的時間

AM11:00---NYISO 利用軟體計算出價格及排程，LBMPs 會公開公佈於 Bid/Post 系統而實行的排程雖亦會在 Bid/Post 系統公佈但為私人資料。實際上在早上 10 點以前資料則會完全計算出。

在執行小時前 90 分鐘---最後提出競價及排程的改變給 BME

在執行小時前 60 分鐘---BME 結果會公開公佈於 Bid/Post 系統

在執行小時前 30 分鐘---NYISO 會檢查內部輸電排程，若是無法通過檢查則不會被操作，並且要安排調整。

其有每 mw1000 元的價格上限的規定，相信此制度仍會持續維持。

(三) 要求輸電服務

⁴ LBMP與 LMP為相同的計算價格方法，僅 NYISO 習慣以 LBMP 稱呼而 PJM 市場則以 LMP 稱呼。

⁵ 當 BME 發生輸電壅塞情形時，才會利用 BME 價格。而所謂的外部輸電則是被排程在 BME，但在即時卻沒有電力潮流發生，則 BME 的競價價格會被作為結算價格。

發電業者或供電業者可以在前一日提出雙邊排程給 ISO 表示其需要輸電服務，其並不需要任何實質的輸電預訂或是實質的輸電權才可以獲得輸電服務。

其軟體會將雙邊排程視為較其他在能源市場上競價的發業者較低價的競價，如此雙邊交易的發電業者才會被調度，因此其可排在前一日市場的排程前。但 NYISO 亦允許雙邊合約者可當市場價格較其本身價格低時在市場購電來滿足其需求，並非一定要自己發電。

(四) 輸電壅塞合約 (Transmission Congestion Contracts, TCC)

在 NYISO 可以利用購買 TCC 將其輸電費用固定在某一價格上。在 2000 年春天 TCC 拍賣中,35%的 TCC 為兩年期而 65%的 TCC 為 6 個月有效。而在 2000 年秋天的拍賣中,23%的 TCC 為五年期合約,而另外的 23%TCC 為兩年期及 54%為 6 個月。NYISO 並於 2000 年 6 月開始有以一個月為期限的 TCC。TCC 並不具有實質的排程優先權，其為財務性的工具，僅有義務去負擔或有權利收取前一日市場輸電的壅塞成本。

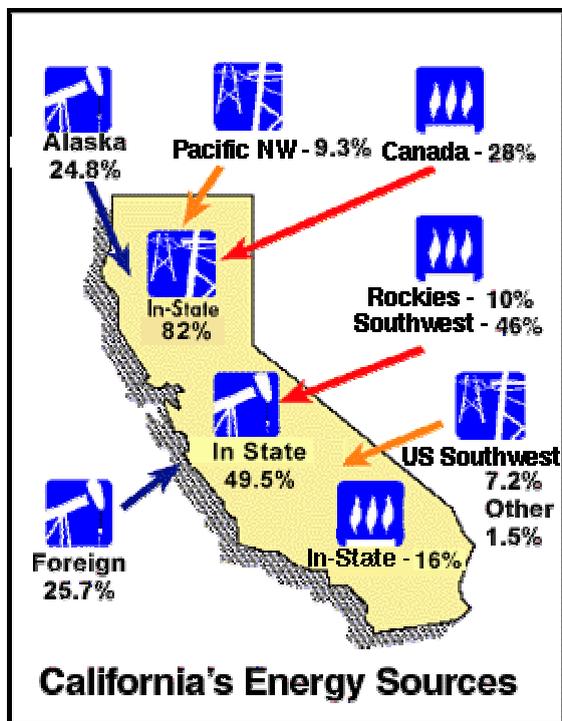
陸、加州電力危機探討

一、電力系統簡介

加州為全美最富裕的一州，其 2000 年人口數達 3,460 萬為全美人口最多的一州，全州生產毛額 2000 年時為 1.2 兆美元亦為全美第一、為全世界第六大，相當於中國大陸的生產毛額。加州電力公司主要為三家民營電力公司：太平洋瓦斯及電力公司 (Pacific Gas and Electric Company, PG&E)、南加州愛迪生公司 (Southern California Edison, SCE) 及聖地牙哥瓦斯及電力公司 (San Diego Gas and Electric

Company, SDG&E)控制約 75%電力供應，二家州營電力公司:LADWP 與 SMUD，及一家聯邦電力供應系統：WAPA 所組成。

加州主要能源為石油、電力及天然氣，電力供應 80%由加州本身電廠供應，不足部分則由其他鄰近各州所輸入（見圖 19）。以 1999 年為例，石油及天然氣為發電燃料佔全產能的 53%，裝置容量共計 27,733.42MW，另水力裝置容量為 14,116.53MW，核能、再生能源等裝置容量為 52,586MW（圖 20）。



Petroleum (2000)

- In-State 49.5%
- Alaska 24.8%
- Foreign 25.7%

Electricity (1999)

- In-State 82%
- Imports 18%*

Natural Gas (1999)

- In-State 16%
- Canada 28%
- Rockies 10%
- Southwest 46%

* Imports total 49,486 gWh:

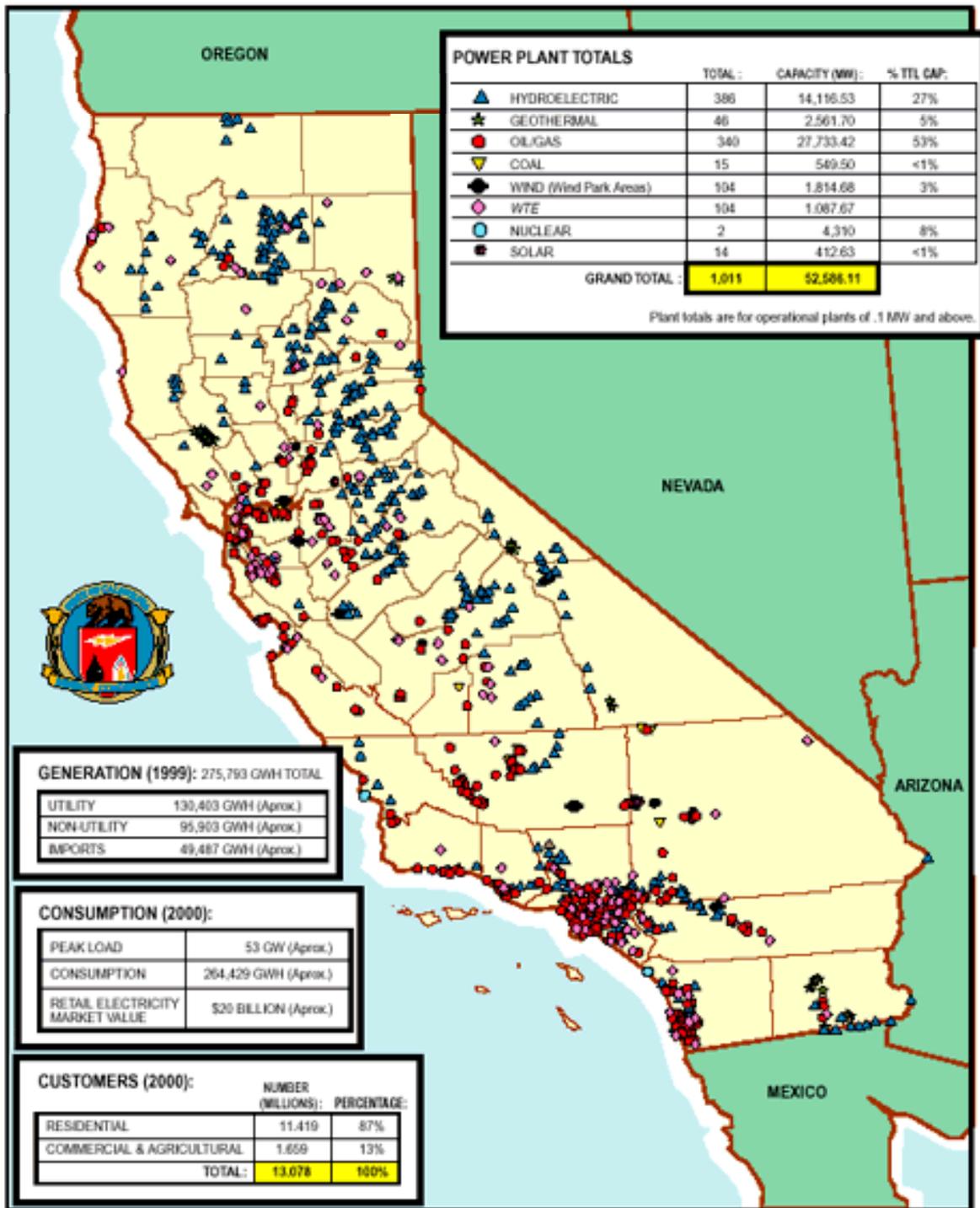
25,629 gWh from Pacific Northwest
19,734 gWh from Southwest

資料來源：加州能源委員會

圖 19 加州主要能源種類

加州 1999 年時發電量共 275,792 百萬度，較 1983 年的 199,609 百萬度，成長了 1.38 倍。而天然氣發電量為 84,703 百萬度佔全年發電量的 30.7%；水力發電為 41,617 百萬度佔全年發電量的 15.1%。

CALIFORNIA'S ELECTRICITY MARKET



CALIFORNIA ENERGY COMMISSION - SYSTEMS ASSESSMENT & FACILITIES SITING DIVISION

APRIL 2001

資料來源:加州能源委員會

圖 20 2001 年加州電力市場

加州 1999 年時發電量共 275,792 百萬度，較 1983 年的 199,609 百萬度，成長了 1.38 倍。而天然氣發電量為 84,703 百萬度佔全年發電量的 30.7%；水力發電為 41,617 百萬度佔全年發電量的 15.1%。由此可見天然氣價格上漲及乾旱對加州電力市場影響之深遠。2000 年電力需求量預估為 264,429 百萬度，以商業部門消費 35.9% 為最高，其次為住宅部門 30%。見表 3。

表 3 加州 1990~2000 年電力消費（部門別）

單位:GWh*

Year	住宅部門	商業部門	工業部門	農業部門	其他	總消費量	加州人口數
1990	67,669	74,562	51,195	20,849	13,763	228,038	29,944,000
1991	67,145	74,296	50,439	16,345	14,036	222,260	30,565,000
1992	69,227	77,929	49,926	15,483	14,423	226,988	31,188,000
1993	68,426	79,1572	49,479	15,918	14,649	227,624	31,517,000
1994	69,781	78,546	49,524	16,957	15,290	230,097	31,790,000
1995	69,767	80,528	50,594	14,321	15,780	230,990	32,063,000
1996	72,166	83,366	51,758	16,898	15,415	239,603	32,383,000
1997	73,574	87,401	53,253	17,733	15,477	247,437	32,957,000
1998	75,490	87,093	51,996	14,661	15,270	244,510	33,494,000
1999	76,559	89,538	53,527	17,840	15,335	252,800	34,036,000
2000 (預估.)	79,924	95,018	55,656	18,230	15,601	264,429	34,610,558

資料來源:加州能源委員會

二、電業自由化背景

在電力自由化前，大約 80% 的加州電力供給服務是由三大民營的公用事業綜合電力公司所提供，其餘的發電容量則由非公用事業發電業者及 23 家公營的公用電業提供。在改革前的電業結構下，三大綜合電力公司擁有市場壟斷力量。

1990 年代中期起，加州部分工業用戶為規避日益高昂的用電成本⁶，輔以部分獨立發電業者（如 Enron 公司）為爭食加州電力零售市場此一大餅⁷，均積極向加州當局展開遊說，要求開放綜合電業既有之電力零售市場。針對遊說國會立法以開放各州電力零售市場一事，並曾有許多的消費者團體提出警告。

加州三大民營電業有鑑電價結構受核能電廠建造成本偏高影響尚未消退，對提電力市場改革構想原係抱持懷疑的態度。另三大電力公司稍後對電業自由化態度轉趨正面之原因，不外與三家公司垂涎改制後市場存有極大之投機（或獲利）空間有關。基於前述想法，三大電力公司遂利用所累積之政治資源，對加州立法當局展開遊說，並期透過立法及主導立法等方式，加速加州電業自由化之進行。

加州公用事業委員會（California Public Utility Commission, CPUC）於 1994 年發布加州電力市場重整藍皮書，緊接著於 1995 年 12 月下令重整加州電業，並分階段實施零售競爭（此項計畫隨後修正，准許自 1998 年 1 月 1 日起全面開放用戶購電選擇權），1996 年 9 月加州通過 AB1890 法案，成為推動電業自由化的法源，其重要規定如下：

- 1、成立獨立系統操作機構（California Independent System Operator, CAISO）負責輸電系統運作與安全、及輔助服務市場之採購。
- 2、設置電力交易所（California Power Exchange, CAPX）負責躉售電力市場營運。
- 3、ISO 及 PX 受聯邦能源管制委員會（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）的管轄。

⁶ 加州 1990 年代零售電價水準居高不下之原因部分與過去核電廠建造成本偏高有關。

⁷ 加州目前電力市場年電費營收合計約為 3,000 億美元。

- 4、加州三大民營公用事業 (Investor-Owned Utilities, IOUs) 必須在 PX 購電，不得與用戶簽訂長期購電合約。
- 5、IOUs 保留輸電系統所有權，有關輸電系統之運作指揮交由 ISO 執行。
- 6、要求 IOUs 至少出售其所屬一半之發電廠(核能及水力除外)；
- 7、IOUs 在四年 (1998 年 3 月-2002 年 3 月) 過渡期間內，經由收取「競爭過渡費」 (competition transition charge, CTC) 方式，回收其因市場開放而形成之套牢成本；包含電廠及汽電共生等合格發電設備之套牢成本藉由競爭過渡費回收、在三家公用綜合電業放棄電廠之後再決定競爭過渡費的價值、五年內之競爭過渡費由凍結之零售電價與電力交易所價格之價差彌補，以及包括雙邊契約在內的所有電力交易都必須支付競爭過渡費。
- 8、所有住宅及小型商業用戶之電價立即降價 10% 以上，於 2002 年 4 月 1 日再降 10% (發行『降價債券融資』基金，並分成 10 年由用戶電費當中攤還)，在過渡期間內凍結小型與住宅用戶費率在 1996 年水準。
- 9、持續推動能源效率、再生能源計畫及低收入用戶計畫 (經費來源為公共目的的方案，由用戶電費攤提)。
- 10、保護小用戶與保障電業現有員工權益 (規定出售電廠在二年內不得資遣員工) 之相關規定。
- 11、依美國聯邦電力可靠度委員會 (FERC) 之要求，電力系統應保持一定之裕度；加州公用事業委員會 (CPUC) 應對輸配電系統之運轉訂定適當之檢查、替換、維修之標準。
- 12、不得減少對低收入戶之補貼措施；由加州 CPUC 決定對高

效率能源及新興科技輔助；而對再生能源之補助則由加州能源委員會負責。

1 3、加州新電力市場的設計主要著重在打破原電力市場的三大民營公用電業發、輸、配、售之壟斷勢力，避免不同用戶群或加州配電事業間成本之交叉補貼，以及透過調低與凍結零售電價，以確保消費者能從自由化政策中獲得利益。而自由化後，CPUC 也仍將繼續為電力公司設立各項服務標準與對新市場結構中輸、配電部份採取管制措施。

AB1890 法案為加州電業自由化之法源，法案主要內容當初係由三大民營電力公司所起草研擬。儘管牽涉議題甚廣且內容極為複雜，惟該項法案在提交加州立法機構審議前，僅草率地舉行過幾次聽証會，該項法案在院審議時間亦僅三週，旋即獲加州立法當局無異議通過，於 1996 年秋季由州長 Pete Wilson 簽署頒布。

AB1890 法案之內容及立法過程係由三大電力公司主導及策動，法案內容自然對三家電力公司之利益極力予以保護，並設法將三家電力公司之經營風險轉嫁由一般用戶承擔。相關情況可以 AB1890 法案允許三家電力公司藉由「競爭過渡費」回收高達 280 億美元之套牢成本⁸作一說明。

為使加州三大民營電力公司順利回收套牢成本，加州當局無視該州零售電價偏高情況，斷然透過立法方式將三家電力公司之零售電價，於四年過渡期間內（1998 年至 2002 年），凍結於特定之價位。截至 2001 年 1 月止，為對三家電力公司前述套牢成本進行補貼，加州所有零售用戶電費支出合計約增加 200 億美元。

⁸ 原文為 Stranded costs，係採類似抵押借貸之方式，藉長期及小金額的分期付款，以幫助三家電力公司順利回收過去在電廠興建方面所作之投資。

1998 年時，加州曾由消費者團體 Californians Against Utility Taxes 聯合其他的消費者組織，向加州當局提出一項提議⁹，要求廢止 AB1890 法案中有關三家電力公司套牢成本應由所有零售用戶分攤之規定，並建議改由三家電力公司自行吸收，惟該項提議在三家民營電力公司強力杯葛下¹⁰，最後終告失敗。

自 1998 年起的四年電力市場解除管制過渡時期，三大民營公用電業依功能別將其發電、輸電、配售電等業務分離，其中輸電及配電因仍具有區域壟斷性，故仍接受聯邦能源管制委員會（FERC）及加州公用事業委員會（CPUC）管制，除對輸電系統的控制權須交由中立的獨立系統操作者管理外，原三大民營公用電業仍被允許同時經營既有之發、輸、配、售電業務，但必須分割出售其 50% 以上之化石燃料電廠，以確保加州發電市場之競爭性；電力用戶可選擇直接向非屬公用事業發電者、電力供應商或零售業者，進行直接購電，但亦可選擇透過原來之三大綜合電業之區域配售電公司購買供電的服務，而不論選擇何種方式購電，現有的三大公用電業之配電公司，仍將繼續提供配電、接電與斷電的服務。希望借由過渡時期加州的電業將可進入競爭時代。

過渡時間剛開始起（1998 年 4 月至 2000 年 4 月間），夏季氣溫正常，用電無異常現象，CA PX 及 CA ISO 運作順利，電價合理，用戶陸續行使購電選擇權，更換供電商，小用戶對 10% 降價措施也深表滿意。加州三家民營電力公司：PG&E、SCE 及 SDG&E 並於此過渡時期內售出其所擁有之大部分的化石燃料電廠，且僅在現貨市場購電。

三、電力危機

⁹ 該項提議之名稱為 Proposition 9。

¹⁰ 為對消費者團體之提議進行抵制，加州三大民營電力公司共計支出 3 千萬美元（相對於消費者團體所花費之 1 百萬美元）。

2000 年夏季炎熱，用電量升高，電價開始上漲（請參閱圖 21 及圖 22），SDG&E 於 1999 年 6 月完全收回其套牢成本，CPUC 於 1999 年 7 月 1 日核准 SDG&E 終止電價凍結（即解除零售市場價格管制），因此過渡時期提前兩年半完成，當電價於 2000 年夏季開始飆漲時，SDG&E 將價格直接反映給用戶，而 PG&E 及 SCE 因尚受到電價凍結，且管制當局禁止其與供電商或發電業簽訂長期購售電合約，使得該二公司無法將購電成本轉嫁給用戶，並造成鉅額虧損。

在 2000 年 12 月，CAISO 宣佈從聖誕節以後，同時施行價格管制，但用戶仍可以任何價格向任何發電業者購電，但要求用戶於晚上尖峰時間內，不要打開聖誕燈泡。但加州在 2001 年仍多次實施分區輪流停電，分別為 1 月 17 日及 18 日、3 月 19 日及 20 日、5 月 7 日及 8 日，影響地區包括矽谷與舊金山地區。此讓每一個人皆感到驚訝，夏天雖然過去了，但電力危機並未消失，躉售電價仍維持高檔未曾下降。加州 1999 年與 2000 年全年電價比較如圖 23 所示。

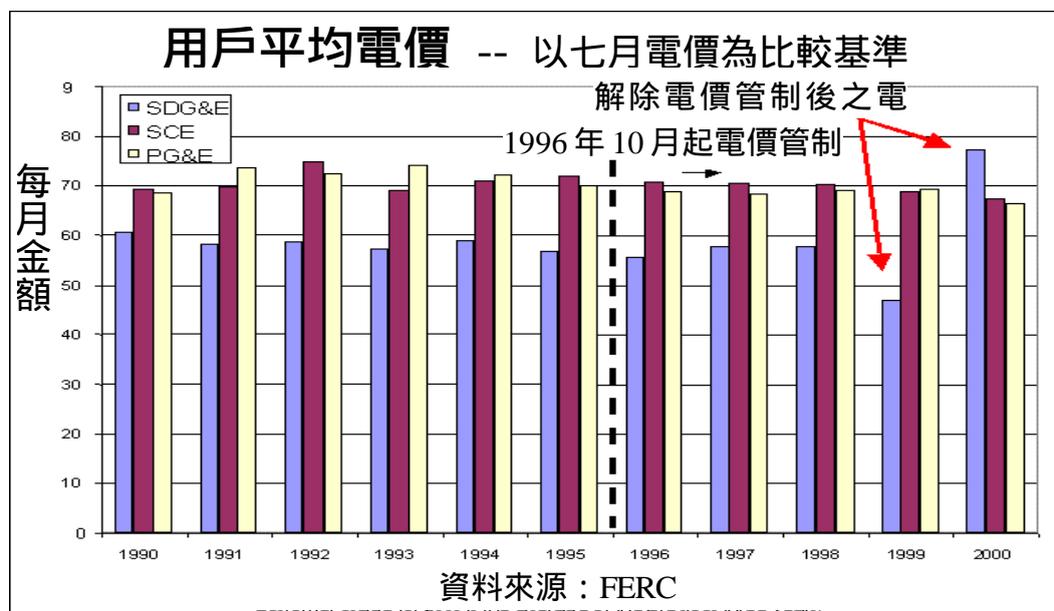


圖 21 加州三大電力公司用戶之平均每月電價

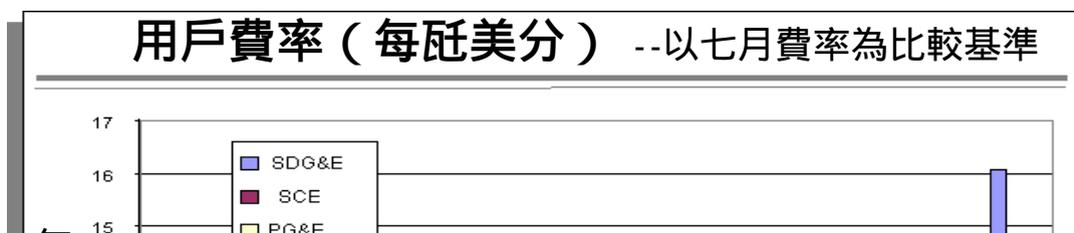


圖 22 加州三大電力公司用戶之平均每瓦電價

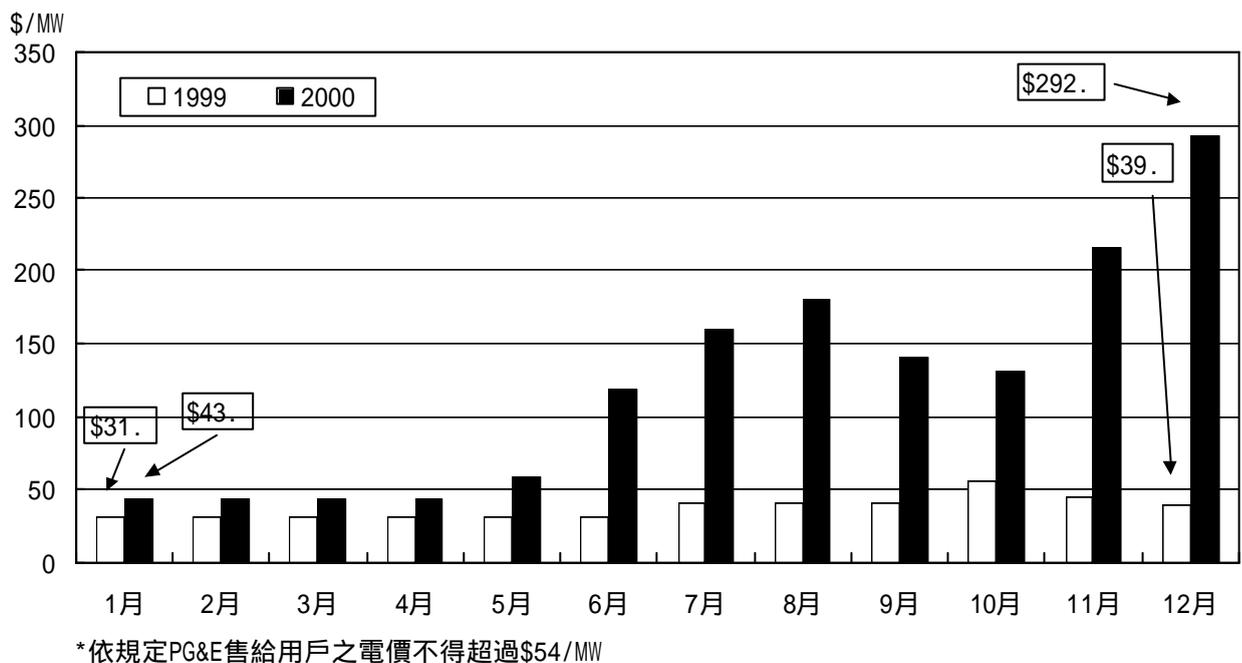


圖 23 加州 1999 年與 2000 年電價比較

加州天然氣價格自 2000 年 4 月開始明顯上漲，一直到冬季還無法紓緩，電力成本每度增加 1.5 美分。電力公司購電成本增加，卻無法轉嫁給消費者。加州及西北太平洋地區的乾旱也影響到水力發電，因加州高度依賴天然氣及水力發電，分別佔總發電比的 23% 及 42%，然全美燃氣發電佔比僅為 16%，水力發電各僅佔 10%。

此外，輸電容量不足亦造成電力無法輸送到加州南部聖地牙哥地區及加州中、南部地區的電力無法輸送到加州北部。加州每年有 20% 的電力（約 11,000MW）經由內華達、亞利桑那、奧瑞岡及華盛頓州的輸電線路進口。

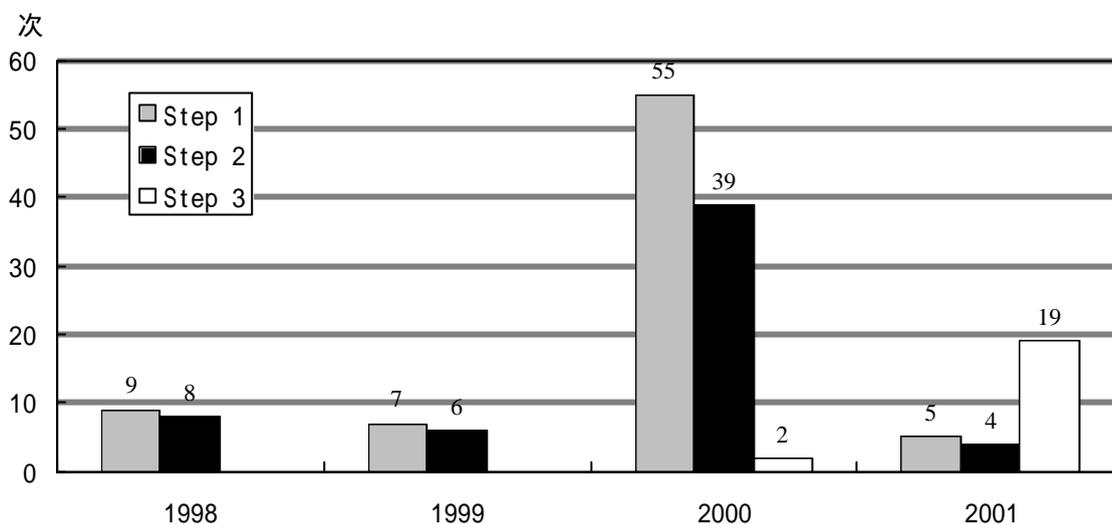
加州自電價 2000 年 6 月開始劇烈波動，到了同年 11 月，FERC 在調查加州電力市場後，以行政命令方式進行市場干預，解除每千度 250 美元的價格上限，以每千度 150 美元的價格上限作為市場結清價格，任何高於每千度 150 美元的價格必須以書面向 FERC 證明其適當性。FERC 也廢止加州電力公司所有的電力皆必須向 CA PX 購買的規定。上述措施減輕了市場的波動性。

當躉售市場價格達到空前水準之時，用戶支付的電費則因價格凍結的關係遠低於躉售電力的成本。例如，2000 年 6 月至 12 月，SCE 購電成本平均每度為 13.1 美分，但僅能向用戶收取每度 6.2 美分的費用。電力公司無法回收購電成本使其陷入嚴重的債務危機當中。債權人，特別是發電業者，關心電力公司的虧損問題。在 2000 年 12 月拒絕出售額外增加的電力給電力公司。為解決燃眉之急，美國能源部長有史以來第一次動用聯邦電力法第 202(c) 條規定的特別緊急權力，要求供電業者繼續售電給電力公司。

SCE 及 PG&E 的債務持續增加，迫使其於 2001 年 1 月開始無法履行某些支付，兩家公司的虧損總計約達 130 億美元，財務信用評比公司將其債信降等至無法執行商業活動等級，SCE 及 PG&E 的財物損失使加州的能源問題的解決更為複雜。

受到這些高電價之吸引，這些發電業者儘可能將加州電力系統維持在無備載容量運轉之情況予以合理化（rationalized），以使得他們繼續獲取暴利。在過去這些日子，加州 ISO 已經將電力市場維持在崩潰

之邊緣運轉，在下表可看出加州已經歷太多次以往所沒有想像之階段 1、階段 2 與階段 3 (Step1、 Step2、 Step3) 的限電措施，從 2000 年 12 月份起，此種情況更在每日發生，今 (2001) 年一月之前兩星期，電力系統竟更陷入持續不斷之階段 3 警戒狀態 (圖 24)



*Step 1 表示系統備用容量率低於7%以內時：

Step 2 表示系統備用容量率低於5%時；

Step 3 表示系統備用容量率低於1.5%時

資料來源：加州獨立調度中心, 2001年1月

圖 24 加州電力系統警戒宣佈之次數

電力危機已達到一個更不利的階段，高電價已非主要問題，問題在於何處可買到電能供用戶使用。但此種以「高價購入，低價賣出」之出血式交易，已使得 PG&E 與 SCE 瀕臨破產，累積負債已高達 130 億美元，PG&E 並於 2001 年 4 月 6 日向法院聲請破產，連帶影響了貸款銀行之財務結構與股市價格。發電業者亦擔心收不到貨款而不願再供電。同時電力公司亦因欠缺現金，而無法購買本身發電機組所需之天然氣。

加州州長 Gray Davis 至華盛頓與當時總統柯林頓、聯儲會主席葛林斯班(Alan Greenspan)及 FERC 主席與秘書長協商，希望聯邦政府能協助解決加州問題，然僅即將離職的能源部長

William Richardson 利用極少運用到的州長特別緊急權力法，命令發電業者即使可能無法保證可收到貨款，仍應繼續銷售電力給加州。此項聯邦命令從去年 12 月初開始，每個星期調整其內容，主要係要對能使加州持續供電負責。該項命令已於 2 月初終止。

四、加州電力危機原因探討

加州的電力市場自由化看似有一套相當完善的改革方案，但為什麼自由化後電價反而一直居高不下，且產生了缺電危機。可由電力供需面及制度、法規面來探究其發生的原因：

(一) 電力需求面

1、經濟成長強勁導致電力需求增加

加州經濟成長強勁，且多集中在電力消費量相當大的高科技產業部門，而其發、輸電容量並無增加。過去 10 年來，隨著經濟成長，加州電力消費與日劇增，超出了當初政府官員的預測，在 1990 年代成長了 25%。其重要因素係因發生在加州的「數位革命」，不僅造成電子產業的蓬勃發展，也造成了日常生活中各種電子產品的普及。這使得官方及經濟學者原先所預測的「新經濟」將帶來電力消費降低的預言落空。以矽谷的電力成長為例，每年就達 8%，其 1999 年電力需求成長 3.39%，預估 2000 年將成長 4.6%（表 4）。圖 25 為加州 1990 年自 2000 年之電力需求增加情形。

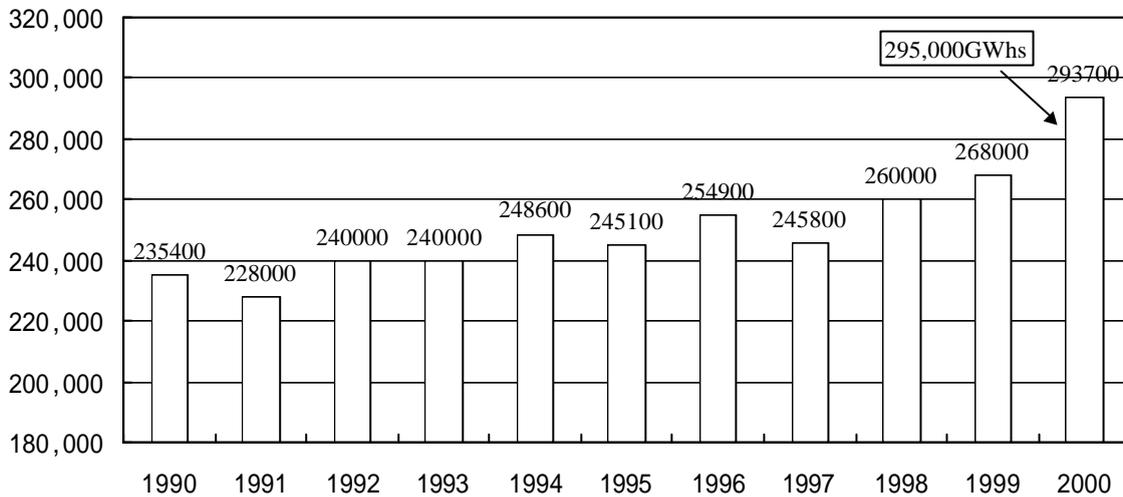
表 4 加州 1990~2000 年電力消費成長比率（部門別）

單位：%

Year	住宅部門	商業部門	工業部門	農業部門	其他	總消費量	加州人口數
------	------	------	------	------	----	------	-------

1991	-0.77%	-0.36%	-1.48%	-21.60%	1.98%	-2.53%	2.07%
1992	3.10%	4.89%	-1.02%	-5.27%	2.76%	2.13%	2.04%
1993	-1.16%	1.57%	-0.90%	2.81%	1.57%	0.28%	1.05%
1994	1.98%	-0.77%	0.09%	6.53%	4.38%	1.09%	0.87%
1995	-0.02%	2.52%	2.16%	-15.55%	3.20%	0.39%	0.86%
1996	3.44%	3.52%	2.30%	17.99%	-2.31%	3.73%	1.00%
1997	1.95%	4.84%	2.89%	4.94%	0.40%	3.27%	1.77%
1998	2.60%	-0.35%	-2.36%	-17.32%	-1.34%	-1.18%	1.63%
1999	1.42%	2.81%	2.94%	21.68%	0.43%	3.39%	1.62%
2000	4.40%	6.12%	3.98%	2.19%	1.73%	4.60%	1.69%

資料來源：加州能源委員會



資料來源：劍橋能源研究協會

圖 25 1990 2000 年加州電力需求增加情形 (GWhs)

夏季熱浪與高科技產業蓬勃發展，吸引大量人口進入加州就業（一年大約有 60 萬人湧入加州），造成用電需求陡增，而加州之環保法規嚴苛，使新建發電廠進入市場極端困難（加州十年以來未曾增建發電機組），以致在一、二年內即用盡原充裕之備用容量。

加上 2000 年夏季氣溫偏高，冬季提早到來，氣溫偏低，夏、冬兩季用電尖峰非常明顯，而使得的電力需求更加吃緊。

2、需求成長預估太低

加州三家民營電力公司，PG&E、SCE 及 SDG&E 在瞭解自由化勢在必行之後，藉採取保護自身利益的措施，試圖消弭可能的競爭，希望將自由化的衝擊降至最低，FERC 及 CPUC 認為管制會降低電業的效率，要以市場運作機制提升效率，降低成本。加州在推動電業自由化之前，電業管制措施無法均衡的對待經濟發展、環保及技術的演進，大型工商業用戶不滿意居高不下的電價，環保人士對發電造成的環保問題頗有怨言，獨立發電業者對汽電共生及再生能源缺乏管制政策配合亦感無奈，大家都希望電業自由化能解決所有的問題。

加州能源委員會（California Energy Commission, CEC）負責加州電力長期負載預測，在 1995 年，CEC 並未體認到除非加州經濟負成長（實際尚未發生），電力需求成長才會下跌，又對節約能源的成效過於樂觀，更支持電力公司向外州購買現貨電力，以替代電源開發，在上述因素交互作用下，電力短缺的戲碼開始上演。

CEC 每兩年公佈一次電力計畫，在 1995 年公佈的計畫當中，顯示電力供需情況相當完美，2001 年 PG&E 及 SCE 的備用容量在 21%-23% 之間，高於標準值 16% 甚多，換句話說，PG&E 及 SCE 在 2001 年時會有 2,000MW 的剩餘容量，但是預測所依據的一些基本數據實際上並不存在：

約有 14,000MW 汽電共生及再生能源裝置容量是由競標產生（SCE 有 684MW，SDG&E 有 451MW），但是

電力公司實際上並未與得標廠商簽約購電，電力公司向 FERC 請願，以競標過程對其他發電業者不公平為由，將競標結果作廢，而 CEC 的預測忽略此一發展。

CEC 樂觀的認為約有 2,300MW 未簽約的「現貨」裝置容量 (PG&E 有 1,700MW, SCE 有 588MW), 可由美國太平洋西北地區各州及西南部各州提供，實際上在 2000 年時，上述各州可售給加州的電力並不多，並要求現金交易 (不接受賒賬)，直到美國能源部介入才改善。

CEC 於 1994 年時預估加州節約能源的效果可達 2,000MW，而 PG&E 及 SCE 預估每年會節約 100-150MW，但因預算不足每年僅能節約 40-70MW，每 1MW 未實現的節約能源需要 1.2MW 的新電源才能彌補 (包括計算備用容量及系統損失)。

SCE 以優惠價格與大用戶簽訂 2,500MW 的可停電力合約，但為留住大用戶，SCE 實際上未執行可停電力，而 CEC 則認為 SCE 會依計畫實施可停電力。

上述發展導致今日加州的電源不足，2,000MW 的剩餘容量成為 2,000MW 的赤字，備用容量只有 8%-10%。三家民營電力公司削減節約能源預算。雖然獨立發電業者可提供比這三家民營電力公司本身更便宜的 1,400MW 汽電共生與再生能源電力，但是基於打壓競爭對手的原則，電力公司還是予以封殺。

(二) 電力供給面

1、新設機組容量銳減

加州行政當局必須為電源開發的停滯承擔所有的責

任，他們找到許多方法阻擋企業興建新電廠，加州長久以來都擁有全美最嚴苛的環保法規，使發電變得毫無吸引力。讓電業自由化走上模糊不清及泛政治化的途徑，更使事態惡化。拜上述不確定因素之賜，加州十年來未曾興建任何新電廠。

加州推動電業自化後，將發電廠興設風險由投資者負擔，並擱置電業可與再生能源及潔淨能源簽約購電之規定，造成電業自由化後，新增發電機組容量約 670MW，僅占總裝置容量的 2%。表 5 為 1996 年至 1999 年的淨增加供電容量及尖峰成長。而由圖 26、27 及表 6 可以看出其備用容量若以全年日尖峰負載百分比表示時，其在 2000 年時總平均僅有 5.2%。而備轉容量以全年日尖峰負載百分比表示時，其在 2000 年時總平均僅有 2.4%。

表 5 1996 年至 1999 年增加之淨供電容量及負載成長比較

年度	淨增加供電容量 (MW)	尖峰成長 (MW)
1996	462	2,376
1997	153	2,005
1998	6	2,464
1999	51	(1,323)
總計	672	5,522

資料來源：加州能源委員會 (California Energy Commission)

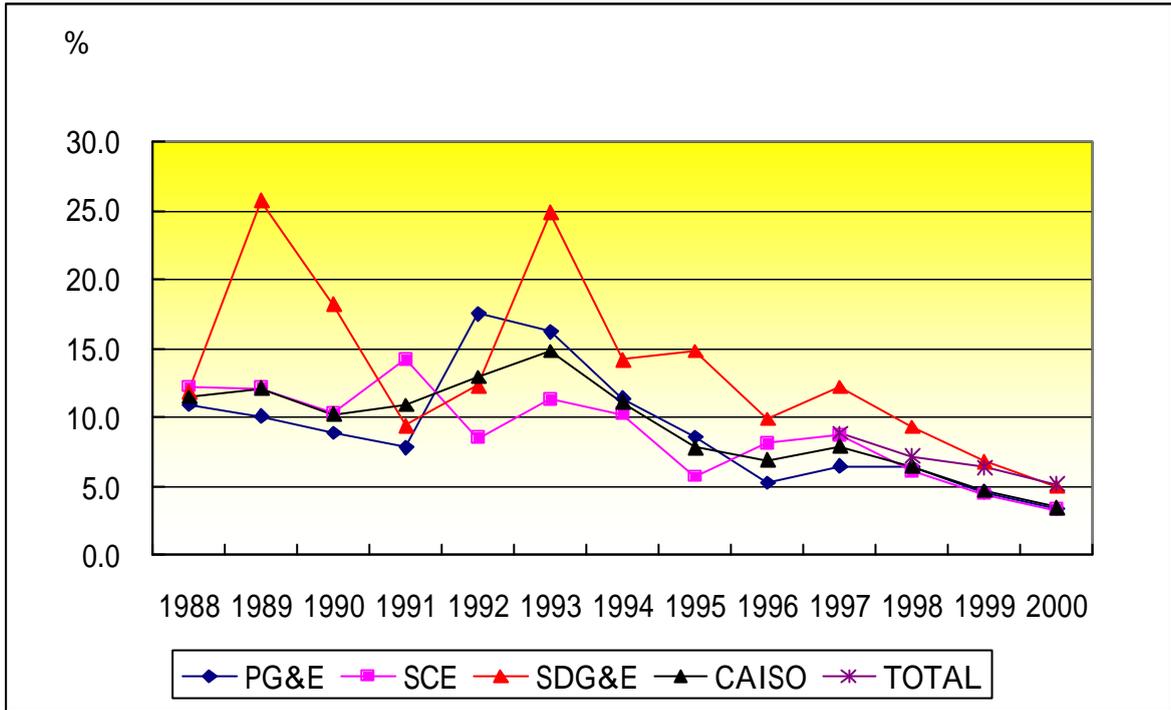


圖 26 加州歷年備用容量率

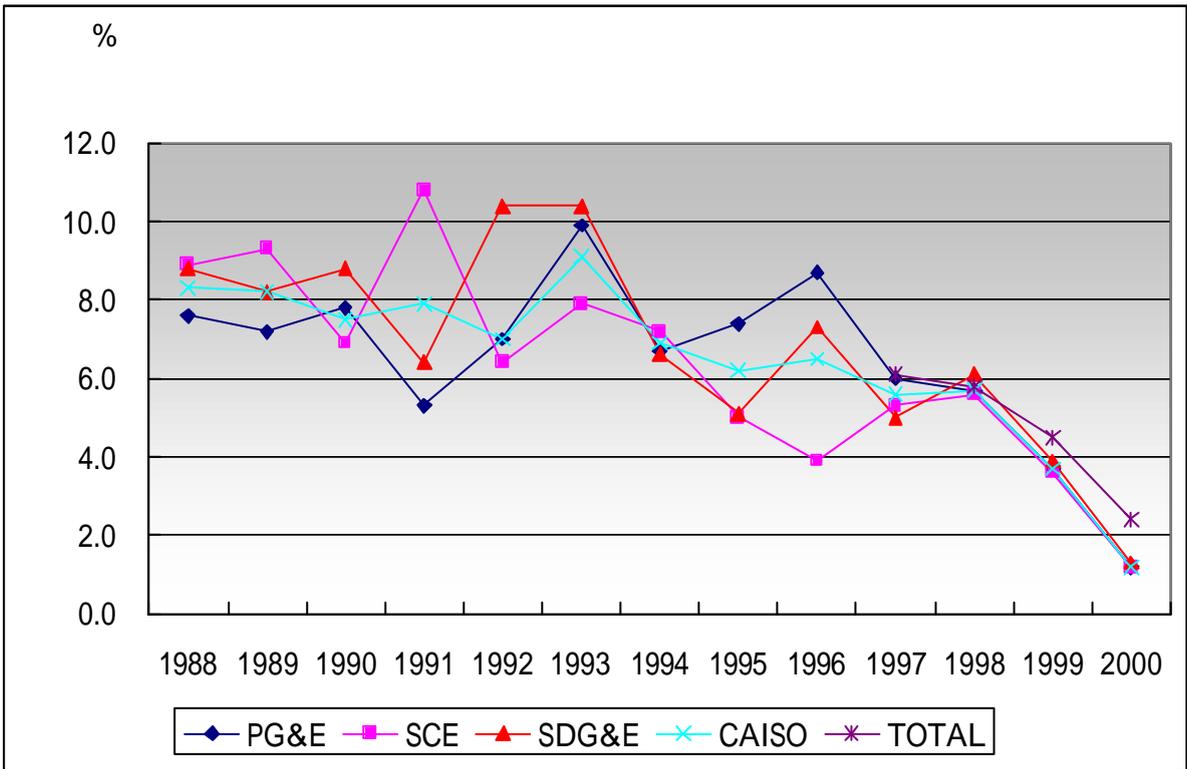


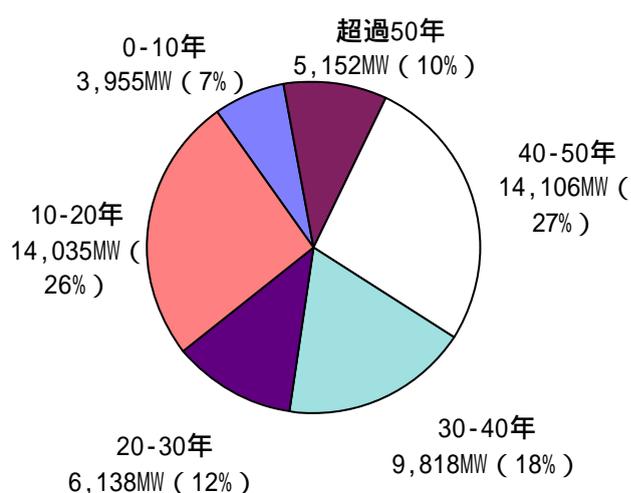
圖 27 加州歷年備用容量率

表 6 全年日尖峰負載 (MW)

控制區域	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
尖峰負載之日	07/22/88	07/20/89	07/13/90	10/02/91	08/17/92	08/02/93	08/15/94
PG&E	17,216	17,150	19,278	16,642	18,392	19,607	19,118
SCE	15,616	15,632	17,115	16,709	18,413	15,590	17,892
SDG&E	2,523	2,506	2,799	3,027	3,355	2,697	3,137
CAISO	35,355	35,288	39,192	36,378	40,160	37,894	40,147
TOTAL							
控制區域	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
尖峰負載之日	07/27/95	08/14/96	08/06/97	09/01/98	07/12/99	08/16/00	
PG&E	19,746	20,699	21,484	20,511	23,104	21,196	
SCE	17,435	18,205	19,084	19,935	19,122	19,272	
SDG&E	2,931	3,282	3,491	3,960	3,606	3,316	
CAISO	40,112	42,186	44,059	44,406	45,884	43,784	
TOTAL			51,667	52,317	53,382	51,547	

2、電廠過於老舊

加州一半以上的電廠已運轉超過三十年 (如圖 28) , 可能造成電力調度排程困擾並危害電力系統穩定。現有加州電廠老舊, 平均廠齡達 39.5 年, 已達退休壽齡了; 在連接用戶端之配電線路亦甚老舊, 以致線路事故頻傳。



資料來源：加州能源委員會。

圖 28 加州電廠廠齡分布

3、取消對能源效率提升及推廣再生能源的獎勵：

加州電業自由化後，能源效率及能源多元化由市場機制決定，不再鼓勵再生能源，電力公司原有對再生能源之購電優惠皆取消，並納入套牢成本內解決。

4、嚴苛之環保標準與社區保護意識影響業者投資意願

除了電業自由化解制措施的不當外，加州居民環保意識抬頭，強烈反對新電廠的設立，亦要分擔此次缺電危機的大部分責任，興建電廠在全世界都會遇到當地居民的反對，但是加州「鄰比」的症狀，已經到達了荒謬的地步，這得歸因於加州「超民主」而近似凡事皆投票的民粹主義。此外，加州的環保法規亦是美國各州中較嚴格的，如此導致興建電廠的成本提高，對新加入的業者來說缺乏吸引力，再加上狂熱的綠色主義（加州甚至開創了世界罕見的綠色電能交易市場）、自私而強悍的「鄰比」症候群、官僚主義以及管制措施的不確定，使得十年來加州沒有興建任何一座新的電廠。過去 10 年間，儘管矽谷日益繁榮及產出擴張 34%，加州卻未興建任何大型電廠。加州的發電備轉率降低到只有 1.5%，在環保及反核人士的壓力下，要蓋一個電廠需要 10 年以上的投資，並通過層層的嚴格管制要求，同樣嚴格的環保要求，而在美國其他州通常只要一半的時間即可完成電廠的興建。

但根據加州消費團體對於加州環保法令過嚴致使新建電廠興建不易，乃至加州現階段面臨缺電危機之說法並不表贊同。加州既有發電容量確實足以因應夏季尖峰負載之發生。事實上，新建電廠不易之原因，主要與三大電力

公司不願承擔市場改制後之電廠投資風險有關，與環保法令嚴鬆與否並無直接之關聯。簡而言之，三大民營電力公司抵制公用事業委員會新建電廠容量之原因，主要與三家電力公司瞭解，加州電力市場既經改制，與建廠投資相關之風險將由三家電力公司自行承擔，而非由消費者概括承受公用電業錯誤或不符合投資效益之投資決策。

相關情況可以 SCE 於 1995 年間向 FERC 請願廢止一項發電容量 1,500MW 之再生能源及汽電共生建廠案為例，該兼顧環境保護之電源開發計畫如能順利完成建廠，除有助紓緩加州現階段面臨之電力供應不足之危機，亦有助提供較低廉之電力（平均每度發電成本預估僅約 5.5 美分）。

在市場改制前，加州之電力基礎建設須遵守特定之程序稱為「二年資源規劃更新作業」（Biennial Resource Planning Update, BRPU）。以 1993 年時，「二年資源規劃更新作業」所訂要求為例，除要求新增發電容量須以競標及兼顧環保之方式進行外，亦將新建發電容量之發電成本訂為每度 5.5 美分以下，遠低於目前加州以長期合約向外地購買電力所需之成本。前述包括風力、地熱及汽電共生發電，總合發電裝置容量 1,500MW 之電源開發計畫，原已由 CPUC 邀請市場業者投標興建，但最後因 SCE 不願承擔該項投資案之市場風險，轉向 FERC 提出請求，經 FERC 通知 CPUC 廢止該項計畫。

除前述電源開發計畫外，事實上加州近年仍有其他的電廠興建案陸續進行。以 1990 年代初期，加州發電市場

尚未開放競爭前為例，加州能源委員會即曾核准 12 座新建電廠之申請建造案，其中 3 座稍後因故無法完成，9 座目前則已完工商轉（發電容量合計為 952MW），另自 1999 年 4 月以後，CPUC 亦共計核准 9 座電廠之申建案（發電容量合計為 6,248MW），其中 6 座電廠目前刻正施工建造中（發電容量合計為 4,308MW），估計其中 2,368MW 發電容量可於 2001 年底完加入商轉。此外，另有 14 項投資金額高達 43 億美元之電源開發計畫（發電容量合計為 6,734MW），刻正提交由加州能源會審核發照中。

儘管加州仍有若干電廠新建計畫刻正施工建造中或已進入規劃階段，但最能符合加州能源需求的方式仍係積極實施各項高效率能源措施及興建再生能源發電計畫。興建大規模之集中電廠或許有利發電業者獲取較高之利潤，但在新興技術持續發展，技術可行性及經濟效益日益提高的今天，大型集中電廠未來可能成為明日黃花，業者將來極可能面臨無法順利回收投資之情況，以分散型電源（distributed generation, DG）為例，未來在配電系統之應用將日益普遍，可作為傳統供給面之擴充方案，如興建集中電廠或輸配變電系統之替代。

5、發電成本上升

加州冬季缺電的主因是天然氣價格高漲及供應不足，加州天然氣系統管線容量無法因應冬季需求，在能源事業自由化之前貯存受到管制，能源業者利用夏季用量少時貯存大量天然氣供冬季使用，PG&E 及南加州瓦斯公司（SoCal Gas）都擁有大型貯存場，可維持每年冬季的天然

氣尖峰用量，然於 1992-1993 年時，加州對大型工業用戶及發電業者開放天然氣系統從事競爭，FERC 不再管制天然氣的交易及貯存，大型工業用戶聲稱他們不需要貯存天然氣，不應強迫其支付與貯存有關之費用，導致美國天然氣貯存量大減。

CPUC 於 1993 年將天然氣貯存與其他天然氣事業予以分割，加州非公用事業發電部門（美國最複雜的電力及天然氣企業集團）及工業用戶亦決定不需要貯存天然氣。到 2000 年夏季，發電用天然氣需求大增，價格也開始上漲。2000 年 11 月 30 日，南加州工業用戶及電業天然氣系統貯存量比 1998-1999 年同一時段平均值減低了 89%，而供應此一地區天然氣的 El Paso 天然氣公司為了規避必須將管線容量所產生利潤當中的 35% 退還給期貨主的規定，以固定價格廉價出售全部的剩餘管線容量給未受管制的分支機構，更使天然氣備用容量銳減。然 El Paso 天然氣公司的輸氣管線在此時又發生爆炸，輸氣停止一週，使得往後五個月輸氣管線容量降為正常值的 85%，造成加州發電用天然氣供給明顯不足。由圖 29 可見加州電力部門所使用的天然氣平均價格在 2000 年 11 月時由 7 每立方英尺 7.68 美元上升至 19.91 美元。

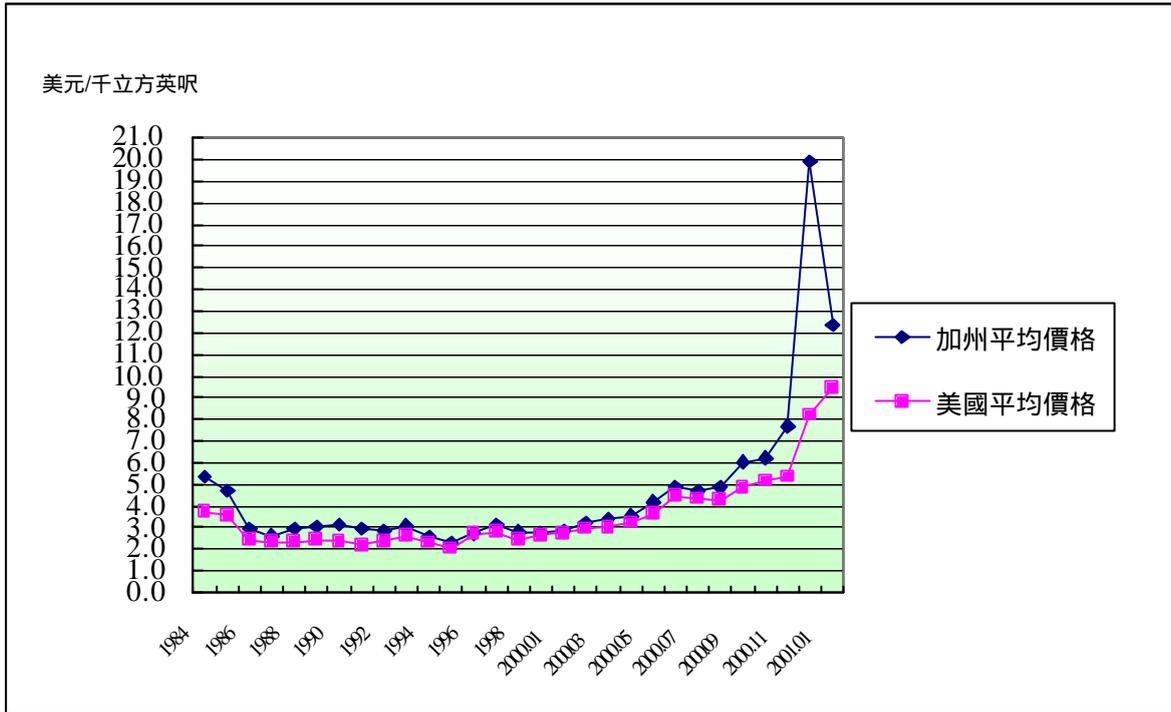


圖 29 1984~2001 年 1 月加州電力部門天然氣平均價格

(三) 法規、制度方面

1、加州的管制政策強烈要求電力公司出售其化石燃料電廠

AB1890 法案要求 IOUs 至少出售其所屬一半之發電廠（核能水力除外），州政府更要求電力公司出售電廠，三大公用電力公司釋出的電廠，大部分被外州發電業者所收購，所生產的電能再經由躉售市場出售給加州，在躉售價格飆漲後，外州發電業者的盈餘大增，三大公用電力公司反而出現虧損。

三大公用電力公司在自由化推動之初，被強力勸告賣掉其發電廠，且被規定僅能在電力交易之現貨市場（Spot Market）所購電，失去對發電容量之控制能力，造成缺電期間，任人宰割。電力公司不能自己興建電廠，外購電力比例大，無法因應市場變化與價格波動情況。

2、AB1890 法案強制電力公司僅能向 CA PX 購電

加州直到最近才開放供電者與電力公司間的雙邊合約，在禁止雙邊合約的情況下，電力交易只能在短期市場進行，連帶使電價產生巨幅波動。

電力公司被禁止與發電業簽訂雙邊合約，使得電力公司無法以長約作為財務避險工具，亦不能在電力交易所以外市場購電，在油價與天然氣價格巨幅波動下，又不能轉嫁給消費者，完全暴露公用電業之經營風險。

3、自由化之競爭機制設計不良

為了符合消費者利益團體對優惠電價的堅持，而規定的零售電價必須凍結且逐年調降；為了符合業界的既得利益以及補償因凍結零售電價所導致電業可能之虧損，而允許三大綜合電業以優渥價格的方式，回收其套牢資產，阻礙了新電業進入市場並提高其發電成本。過渡期建立電力交易所的措施鬆綁了電力批發市場，解除了電力大盤商的管制，卻仍然管制零售的電價。

由於電價凍結且不能將在躉售市場（由電力交易所經營）所購買之高電價轉嫁給用戶，電力公司所累積之負載已達到一個警戒狀態，在電業自由化制度設計上，又不允許電力公司透過長期購電合約以避風險，亦不允許電力公司在政府所控制之電力交易所以外的市場購電，這表示電力公司必須承受現貨市場之價格波動而無法避免。

FERC 指責加州市場設計有基本上之瑕疵，主要因輸電計價方式未能精確計算輸電壅塞成本，其輸電費率不能提供足夠誘因，促使電廠蓋在負載（需要用電）之所在地，反而更增加輸電壅塞現象。

多元市場型態也促使電價狂飆原因之一。當負載增加，電價管制機制（price-cap）就啟動以防不當得利，本來發電業所訂定遠期合約之供電量，價格上升時，其可以將替代性備用容量售給 ISO，然後再售至即時電力市場，此種方式可以獲得合約兩倍之高價。在 FERC 之躉售市場管制 750 美元/MW 下，部分發電業就等待供電吃緊時，再伺機以高價售給 ISO，作為緊急電源之用。

就電力公司而言，每日從用戶所收之電費收入已不符成本；但他們不希望去警告貸款銀行、股東，也不能警告信用評等機構評定其信用等級。電力公司只有忍氣吞聲，期待冬季電價降低，屆時回收夏季所遭受之損失。然其等待與決策完全錯誤，也代表了電力公司高層對環境變化欠缺應變能力。

就行銷策略與現行之電力市場競爭機制規定而言，獨立發電業在發電機組解聯（停機）時，並不會互相協調，每一發電業皆認為冬天是發電機組大修好時機，在此種情況下，使得 CAISO 為維持電力系統可靠，而四處搶購因大修而呈現之短缺容量（達 12,000MW），此一容量為加州總需求量之三分之一，此種情況不禁使人懷疑，很多機組停機的原因是發電業者故意要讓這些機組不能發電，而等待高價時才併聯上網，由此一情形可推論，當電力容量充裕時，各發電業依舊能將電價維持在高價位上。

加州在冬月期間內，每天可分為兩個不同尖峰：早上與夜晚，大多數火力機組皆集中在此二尖峰之現貨市場投標，而不願意在前一日市場）以正常競價方式投標。

區域性配電公司變成為「不履行契約之供應者」(default providers)，在法律上負有供電義務，必須供應那些無法在電力競爭市場享有購電選擇權之用戶，且不能與發電業簽訂長期購電合約，無法對市場變化作財務上之避險措施。

在降價 10% 與電價凍結下，電力供應商並無誘因去裝置智慧型電錶，讓用戶知曉其實際電價支出，使大部分用戶維持向原電力公司購電。管制單位規定一般住家及最大用電量在 20KW 以下之小商業用戶之電力零售價格須於 1998 年 1 月 1 日前下降 10%；並希望於 2002 年 4 月 1 日前再 10%。此決策使得供電量不足時，三大電力公司需要以高額的批發價格向外州購買電能，但僅能以受限制的價格轉售給用戶。長期便造成了該等公司的鉅額虧損。也因受價格管制新措施影響，許多發電業逐漸另尋其他途徑售電，而不供應電力給加州，使得電力公司除無法滿足電力供應外，財務上更是雪上加霜。

原有州與州（或電業與電業）間之輸配電線路系統並非針對「共同運送者」(Common Carrier) 設計，而是基於電力公司間之「互惠方式」(reciprocity) 構建，兼顧系統可靠度與彼此相互經濟買賣（互通有無）為基本考量，不但使輸配電投資衰退 25 年，而且容量亦減少了 16 年。

電力交易所（PX）與獨立系統調度中心（ISO）分開營運成本過高，當初在設計上未將兩機構合併是導致成本偏高的主因，而電力交易所與獨立系統調度中心成立後，所雇之員工約超過 500 人，負責批發電力的交易與輸電系

統的調度、規劃及系統的安全等原先屬於三大民營公用電業的業務，但自由化後，三大民營公用電業卻未因業務減少而裁員。ISO 及 PX 為獨立之民營法人，分別執行電力輸電調度業務及決定電價，但其不必對大眾負責，僅對董事會負責，惟董事會成員多數為電業業者，傾向維持高的躉售電價。PX 負責一般電價及 ISO 負責臨時需求的即時電價制度，使得業者有操縱電價的機會。

五、因應電力危機措施

(一) 聯邦因應能源危機措施

FERC 針對加州現階段能源危機所發布行政命令之內容如下說明：

1、鼓勵三家民營電力公司與獨立電廠簽訂長期購售電合約以紓解三家公司對集中交易市場之依賴程度

免除三家民營電力公司四年過渡期內須經 PX 買賣電能之規定。依據 FERC 之說法，AB1890 法案有關三家民營電力公司於四年過渡期內買賣電力須透過 PX 之規定，已導致三家公司供電來源過度依賴集中交易市場，對三家公司零售電價之公平性與合理性亦產生相當嚴重的負面影響。目前加州三家民營電力公司可控制之發電容量（含本身機組及其與獨立電廠簽訂之購售電合約）合計約為 25,000MW，經解除前述發電容量於四年過渡期內須經 PX 交易之規定，三家公司前述 25,000MW 的發電容量可直接供應營業區內電力需求。此外，尚短缺的發電容量約 40,000MW，三家公司可直接藉由與獨立電廠議定長期購售電合約之方式取得所需電力，將有助於分散及多元化其

購電來源，並有助於其外購電成本的降低及遂行風險管理。

CPUC 於 2000 年 8 月 3 日裁定同意太平洋瓦斯電力公司 (PG&E) 及南加州愛迪生公司 (SCE) 可與發電業者簽訂長期雙邊合約。PG&E 及 SCE 將可與第三方供電者聯繫，並經由 PX 磋商特定費率購電合約，期間可長達 5 年，以規避高需求與低備用容量的風險，甚至在遭到熱浪持續侵襲時，亦可保證以固定成本購電。CPUC 亦於 2000 年 10 月核准 SDG&E 可磋商簽訂長期電力合約，藉以避免電價巨幅波動的風險。

此外，並對計畫發電（或用電）量誤差值高於 5% 之市場參與者訂定罰則。為避免市場參與者過度倚賴 ISO 即時交易市場，要求市場參與者（含市場買方及賣方）須將所欲從事交易之電力量誤差值控制在 5% 以下，並對誤差值高於 5% 之市場參與者訂定罰則，俾改善目前市場參與者過度倚賴即時交易市場進行系統負載平衡情況。

2、紓解零售電價上漲壓力

為抑制電價上揚，FERC 核准加州 PX 及 ISO 實施每千度 150 美元之單一價格拍賣上限，時間由 2000 年 10 月至 2002 年 12 月。隨後於 2000 年 12 月核准第 33 號修正案，主要是修正加州 ISO 即時市場電價的費率訂定方式。為鼓勵減少依賴即時或現貨市場，FERC 對不平衡電力強制實施每千度 250 美元的「軟性 (soft)」躉售價格上限。超過每千度 250 美元價格上限的投標價格在訂定市場結清價格時將不予考慮，其成本必需經過證實。超過價格上限

的購電成本將分派給依賴即時市場滿足負載而非利用遠期市場的排程協調者。

FERC 並訂定長期購售電合約之合理參考值，由 FERC 針對五年期之購售電合約價格進行調查，以作為加州日後處理三家民營電力公司與獨立電廠在購售電合約上所發生之爭議，或作為判定兩造所訂合約價格是否合理之依據。依據 FERC 之建議，以合約期限 5 年之購售電合約為例，每千度電力價格落於 74 美元附近時應屬合理。

此外，FERC 訂定集中交易市場軟性價格上限¹¹，將加州電力集中交易市場之時段價格上限訂為每千度 150 美元，本項措施暫行四個月後檢討修正。

FERC 並針對發電業者之停機率、競標模式及未能入圍得標發電之基礎容量持續進行監控，以對不當市場競爭行為進行偵測與防制，同時亦將針對其他可有效防制市場不當競爭行為的方法進行研究。

3、簡化獨立電廠與電網併聯之程序

FERC 要求加州 ISO 及三家民營電力公司於 2001 年 4 月 2 日前，依據 FERC 先前發布之各項政策指示，提交有關獨立電廠與公用電業輸電系統併聯之程序。

4、改選 ISO 既有統理機構之委員

FERC 解散加州 ISO 管理委員會 (the ISO Governing Board)，改由與既有市場參與者不具利益瓜葛之人員擔

¹¹ 軟性價格上限之定義如下：

1. 規定投標價格超出每千度 150 美元者，不得據以決定時段結清價格。
2. 允許發電機組以高於每千度 150 美元之價格遞單交易，但 FERC 可要求前述以高價遞單交易之業者提交書面報告，陳述理由並接受 FERC 可能之調查。
3. FERC 採行軟性價格上限之理由，乃因如對集中市場交易價格採取硬性價格上限管制，將對發電業者日後投資將產生不當之嚇阻效果，不利加州長期電力供應。

任。FERC 並要求加州 ISO 管理委員會須於 2001 年 1 月 29 日將其對 ISO 之決策權及管控權移交給 ISO 現有管理部門，並轉型為不具決策權之諮詢委員會（ stakeholder advisory committee ）。

- 5、2000 年 12 月，FERC 宣布暫時放棄對合格設施汽電共生業者（ Qualify Facility, QF ）之效率與營運限制，及燃料要求。在目前緊急狀況下，QF 只要售電給承擔加州供電之公用電業，其數量不受固有數量的限制。該項暫行措施實施至 2001 年 1 月 1 日。
- 6、能源部長 Richardson 於 2000 年 12 月發布緊急命令（依據聯邦能源法第 202（c）條），要求在加州 ISO 證實電力供給不足時，經紀商與發電業者必需在其固定負載之外，供應額外的電力給 ISO。因為電源不足與北加州供電受到輸電限制，緊急命令必需由 2000 年 12 月 19 日開始實施。緊急命令原來的實施日期為 2000 年 12 月 21 日至 27 日，後來延長至 2001 年 1 月 5 日。
- 7、2001 年 1 月，FERC 核准 PG&E Corporation 進行重整，以保護其資產不受公用事業信用問題影響。
- 8、FERC 於 1 月 29 日修正其 2000 年 12 月 15 日之命令，下令加州 PX 在執行其 12 月 15 日發布之命令時，對投標金額高於每千度 150 美元柔性價格上限之業者，得標金額調整為僅能收到其實際投標金額，而非最高投標金額。加州 PX 從 1 月 31 日開始中止前一日與當日市場營運，並向法院提出緊急訴訟行動，要求 FERC 執行於 2000 年 12 月 15 日發布之命令。加州 PX 於 1 月初宣佈削減 15% 的營運規

模。SCE 與 PG&E 中止在 PX 進行交易，表示不履行價格與費率協議。

9、新任能源部長 Abraham 宣佈，在 2000 年 12 月 19 日依據聯邦能源法第 202 (c) 條所發布的緊急命令，再延長至 2001 年 2 月 6 日，要求過去 30 天售電給加州的西部各州電力行銷業者與發電業者，在加州 ISO 證實電力供給不足時，除繼續供電以滿足加州之固定負載電力外，再額外供給電力給加州。緊急命令係由前任能源部長 Richardson 發布，原定實施日期為 2000 年 12 月 21 日至 27 日，後來延長至 2001 年 1 月 5 日，再延長至 2001 年 1 月 23 日。

10、2001 年 5 月 17 日發布之國家能源政策

11、2001 年 6 月，FERC 訂定批發價格上限。FERC 將在未來 15 個月中在加州及西部 10 個州的現貨市場訂定電價批發價格的上限。此價格上限是較具有彈性的，而非一成不變。當備載容量低於 7% 時，價格上限是根據成本最高的燃氣機組的競價所決定。若當備載容量再度低於 7% 時，價格上限是則為原價格上限的 85%。電力公司表示不會因新電價上限制度的實施而響其電廠的興建。

(二) 加州政府因應能源危機措施

1、CA ISO 於 2000 年 6 月 14 日提出停電的先導計畫

CA ISO 於 2000 年 6 月 14 日提出兩個避免於高負載期間停電的先導計畫 (減緩需求及輔助服務)，提供市場誘因以引導大用戶減少電力需求。

減緩需求方案實施於舊金山地區，ISO 徵求志願在尖峰時段降載至少 1MW (約為超級市場在任一段時間的用

電量)，每月時數達到 160 小時的客戶競標，投標者設定其志願降載量及此一數量的價格，如果得標，則得到與投標價格相同的費率補償。

上述減緩需求方案類似於民營電力公司之作法，即在高負載需求時段給工、商業用戶較低的費率，換取用戶同意降低其用電量之做法。加州民營電力公司的用戶總共必需降低 2,700MW 的尖峰電力需求方能解除限電危機，折合一年扣抵約 2 億美元的電費。CAISO 希望減緩需求方案可降低 1,000MW 需求，總計扣抵 6 千萬美元的電費，或每千度約扣抵 94 美元。不過實施後競標數量僅有 180MW，約 2,610 萬美元，或每千度約 226 美元。

在輔助服務方案方面，ISO 指示在尖峰期間用電之用戶，當價格到達 ISO 設定的每千度 750 美元上限時，用戶必須同意至少降低 200MW 之用電量，持續時間為 10 小時，及最多降低 400MW，持續時間為 2 小時。用戶可依照當時的費率獲得補償。依據 CAISO 的說法，當 CAISO 希望得到 500MW 等值的競標時，僅需與 10 家用戶簽訂數量為 229MW 之契約。

2、CPUC 於 2000 年 8 月核准 SDG&E 供電費率穩定計畫

每月用電少於 500 度者之住宅用戶，其電費上限為 68 元美金，實施至 2001 年 1 月 31 日；每月用電少於 1,500 度者之商業用戶，在 2001 年 1 月 31 日之前，其電費上限為 220 元美金，在 2001 年 2 月 1 日至 12 月 31 日之間，其電費上限為 240 元美金。

在此期間，電力公司任何短少的收入，皆登載於交易

成本平衡帳 (Transition Cost Balancing Account) 上 , 以備未來回收 , 因此 , SDG&E 用戶將來仍需支付這些目前未支付的電費 (估計 8-10 億美元) 。

3、有關自由化相關法案：

加州參議院於 8 月 10 日通過 AB 2290 法案 , 該法案設計目的為降低聖地牙哥瓦斯及電力公司 (San Diego Gas & Electric, SDG&E) 之用戶電價及凍結費率。2000 年夏季 SDG&E 用戶依據市場實際價格支付電費 , 與 1999 年相比電費飆漲三倍。依照 AB 2290 法案 , SDG&E 用戶電價回歸 1999 年 7 月 1 日水準。降低電價實施日期回溯至 2000 年 6 月 1 日。本法案尚須通過加州眾議院審查。

加州眾議院於 8 月 21 日通過一項法案 , 地方政府對已申請之電源開發計劃如有反對意見 , 必須在一定之時間內提出。該法案之目的係給予反對者 180 天向加州能源委員會 (CEC) 提出申訴。依現行規定並未對反對電源開發計劃之申訴給予時間限制。該法案正送請加州參議院審查中。

2000 年 9 月 , 加州州長簽署 AB 970 法案 , 簡化 CEC 執照核發過程 , 加速電廠興建核准程序。發照時間由 12 個月減少為 6 個月 , 並成立「綠色團隊」協助廠商通過核准程序。AB 970 法案將於 2004 年 1 月 1 日終止。

2000 年 9 月 , 加州州長簽署 AB 265 法案 (即參議院於 8 月 10 日通過之 AB 2290 修正法案) , 規定 SDG&E 住宅、小型商業與電燈用戶於 2002 年 12 月 31 日前之電費價格上限為每度 6.5 美分 , 並回溯至 2000 年 6 月 1 日生效。

如果 CPUC 認為符合大眾利益，有權延長價格凍結至 2003 年 12 月。法案也鼓勵 SDG&E 大型商業用戶、農業及工業用戶比照辦理，以每度 6.5 美分價格上限支付電費，一年以後再調整。

2000 年 12 月，加州立法當局通過「加州電力可靠度及安全法案」，電廠建廠核准時程縮短為 15 個月。

4、2001 年 1 月，為因應加州能源危機而研擬之 AB 5、AB 6 及 SB 7 法案於全部通過立法

有關 AB 5 法案重點包括：改選 ISO 理事會，由州長任命非利害相關人士擔任理事（與 FERC 於 2000 年 12 月 15 日發布之加州躉售電力市場修正命令規定相同）；CA ISO 每天在網際網路上公佈停止運轉電廠名單。

有關 AB 6 法案重點包括：在 1997 年 6 月前屬於加州電力公司的電廠仍由 CPUC 管轄，在 2006 年 1 月前不得出售；CPUC 有權要求加州公用事業所屬電廠生產之電力必須售予加州用戶。

有關 SB 7 法案重點為授權加州水資源局以 4 億美元購電，經由電力公司售予用戶。

太平洋瓦斯及電力公司（PG&E）及南加州愛迪生公司（SCE）由於財務困難已無力購電來滿足用戶需求，兩家公司信用評等已降至「垃圾債券」狀態，購電借款增加，償債能力下降。AB1890 法案規定 PG&E 與 SCE 必須在 PX 購電，兩家公司受限於零售價格上限規定，在躉售電價飆漲時無法反映之購電成本累積至 2001 年 1 月底止達美金 127 億元，已使兩家公司瀕臨於破產邊緣。

2001 年 1 月，聯邦法院強制獨立發電業者售電給發生財務問題電力公司。2001 年 1 月，加州州長則下令禁止電力公司再出售電廠，及解散 CAPX。

5、加州州長 2001 年 2 月簽署 AB 1 法案

加州州長授權加州水資源局可簽訂長期合約購電，再經由電力公司售予用戶。然由於加州財政部門無法承擔此一龐大購電經費，因而授權加州水資源局發行 100 億美元建設公債（revenue bond）作為購電基金，未來十年將經由電費收入償還公債。2002 年選舉過後將調漲電費。法案同時規定再提撥 5 億美元給加州水資源局，以便繼續在短期市場上購電應急。

6、加州州長 Davis 簽署節約能源計劃行政命令

此項 8 億美元的計劃包括提供降低商業照明用電誘因、大眾媒體宣傳活動、民眾購買省能家電產品給予回扣等。法案規定在非營業時間內商業戶外照明減半。

7、加州州政府同意以 29 億美元購買 SCE 輸電系統，以舒緩 SCE 財務危機，並與 PG&E 協商購買 PG&E 輸電系統。

SCE 公司已同意以 26 億 7 千萬美元出售輸電系統，母公司也同意撥款 4 億 7 千萬美元給 SCE 償還借款；SCE 也同意其所屬之電廠以成本價格提供加州十年電力，並撤銷所有的法律訴訟。

8、加州州長 Davis 簽署一系列行政命令，以促進加州電源開發，並增加現有發電裝置容量之產出。行政命令包括提供發展再生能源及分散型發電誘因、頒發獎金給可在 2001 年 7 月前併聯發電的電源開發計畫、協助電廠裝置控制污

染設備的資金募集機制及對裝置控制污染設備所增加的操作程序給予補償。Davis 州長預期 2001 年夏季可增加 5,000MW 發電裝置容量，2002 年可再增加 5,000MW，到 2004 年時總計可增加 20,000MW。

- 9、SB 6 法案規定成立加州消費者電力與能源節約財務局 (California Consumer Power and Conservation Financing Authority)，其中最重要的任務是保障加州電力供應的充分與可靠，並維持足夠的備用電力。依據 SB 6 法案，加州消費者電力與能源節約財務局在 2006 年之前，可融資興建州營電廠，並對能源效率計畫、再生能源計劃及改善現有電廠環境提供融資協助。
- 10、SB 33 法案規定包括：授權加州州長提出收購電力公司輸電系統計劃；因應輸電系統的收購、維護及升級，加州財政單位可發行建設債券。
- 11、CPUC 發布自 2001 年 5 月開始調升 SCE 與 PG&E 兩家電力公司電價，幅度超過 40%。電價調升後之收入大部分用來補償州政府（水資源局）在市場上購電轉售給 SCE 與 PG&E 用戶之成本。此次電價調升排除低收入用戶，故 SCE 與 PG&E 之低收入用戶仍維持凍結費率水準。因為 SCE 與 PG&E 無法回收的營業損失已達美金 130 億元，CPUC 並未排除未來再次調升電價之可能性。
- 12、加州州議會通過 SBX1 6 法案，成立加州消費者電力與能源節約財務局 (California Consumer Power and Conservation Financing Authority)，該局可從事電源開發及興建輸電線路，發行上限為 50 億美元的債券，並監督新

推動的能源效率計畫、再生能源計畫及改善現有電廠的效率與環保。

13、CPUC 為因應 2001 年 3 月 27 日通過每度漲價 3 美分支費率調漲方案，訂定梯階式 (tiered) 費率結構，。PG&E 及 SCE 住宅用戶依據其用電量漲價幅度介於 0 與 80% 之間。在基準用電量 130% 以下之用戶及低收入戶不漲價，超過基準用電量 300% 之用戶漲價幅度逐漸接近 80%。商業用戶電費調漲介於 35%-45% 之間，工業用戶電費調漲平均為 50%。農業用戶費調漲介於 15%-20% 之間。新費率於 2001 年 6 月 1 日開始實施。

陸、PJM、NYISO 與 CAISO 市場制度比較

由於加州發生供電危機、停電事故頻傳、電價大幅高漲情況使得許多人對於電業自由化提出質疑，但 PJM 及 NYISO 對於其本身電力市場的發展卻相當有信心，造成加州電力危機的原因除了其供電量的不足外，其他均可歸納為市場設計的不良如輸電瓶項、不允許雙邊合約存在強制電力池的規定、ISO 與 PX 分開設置及裝置市場和能源市場一起開放等，若有完善市場設計則不致於導致其電力危機的發生。

但雖三市場有其相同之處，但亦有其相異之處。PJM 及 NYISO 的電力市場亦自由化有相當一段時間，卻沒發生如加州電力危機的原因大致可分為以下幾點：

(一) ISO 本身經驗

ISO 為負責控制及管理輸電、發電事宜的機構，PJM 已存在約 70 多年，雖其間其形態改變過。在此區域中，所有的供

電業者均必須為 PJM 的會員。而加州其 ISO 為因電力市場自由化後的產物，其在自由化前根本不存在，因此其並無相關經驗。許多目前在加州市場所遭遇的問題，PJM 均已經處理過。再者因為 PJM 電力市場較加州市場區域大，並且近來控管位於 PJM 區域西邊的 APS(Alleghery Power System)亦加入 PJM 市場中，使其成為一較大的電力市場。

(二) PX 與 ISO 不應分開設立

加州原分別設電力交易所 (PX) 與獨立系統調度中心 (ISO), PX 與 ISO 分開營運成本過高，當初在設計上未將兩機構合併是導致成本偏高的主因，並且 ISO 及 PX 為獨立之民營法人，分別執行電力輸電調度業務及決定電價，但其不必對大眾負責，僅對董事會負責，惟董事會成員多數為電業業者，傾向維持高的躉售電價。PX 負責一般電價及 ISO 負責臨時需求的即時電價制度，使得業者有操縱電價的機會。加上 ISO 才能掌握壅塞問題，但卻由 PX 告知業者亦產生錯誤的訊息及時間上不亦掌握，造成壅塞問題無法真正解決。目前 PX 已結束營運，剩下 ISO 負責處理相關業務。

(三) 市場開放的速度

加州一次同時開放能源現貨市場及輔助性服務市場，但因其市場制度設計不良，造成業者可以藉由參與輔助性服務市場獲取利益，而不願參與現貨市場。

而 PJM 於 1999 年 4 月 1 日開始了能源交易市場，而其輔助性服務市場則是以一次實施一個市場為原則，現已存在的輔助性服務市場僅有 2000 年 6 月 1 日開放的管制市場(regulation market)。其做法較保守穩健。

(四) 電力供應方面

加州電力市場在自由化前其電力的供應即相當有限，並且相依賴於其他州的進口。而在 PJM 區域電力供應充足並且配合未來的需求量，PJM 僅需從其他區域進口約 2% 的電力。紐約電力由外州進口約 6% 的電力。

(五) 電廠建造

加州而在自由化過程中的不確定性更使得有意建造新電廠者將其計劃而在自由化過程中的不確定性更使得有意建造新電廠者將其計劃遞延，更是雪上加霜。PJM 發電廠建廠工期較加州為快，建廠大約為 2-3 年而加州卻需約 7-8 年的時間，亦會影響其電力供應的成長速度。並且依 1990 年至 2000 年十年間，PJM 所增加的發電容量大於加州所增加的發電容量。

(六) 電源配比

而電能配比亦是一重要的話題，加州天然氣發電量佔全年發電量的 30.7%；水力發電佔全年發電量的 15.1%。由此可見天然氣價格上漲及乾旱對加州電力市場影響之深遠。紐約電力的能源配比以天然氣為主佔 30% 左右，而水力佔 20% 煤炭佔 19%，並且由外州進口約 6% 的電力，故紐約州的電源配比情形類似加州，而 PJM 其電力主要依賴天然氣、煤炭及核能，較易預測其產出。加州除了上述建造新電廠的問題外，加上外州電力供應的不足及因乾旱造成水力發電的減少，加上天然氣價格上漲，均使得其問題日益嚴重。

(七) 備轉容量要求

PJM 要求所有的電力供應者必須維持至少 15%~20% 的備載容量。NYISO 要求其電力供應者必須維持至少 18% 的備載

容量，並且其足夠的電力供應。而加州並無此要求，備載容量甚至降至 1.5%。PJM 目前正造興建的新電廠將可提供 15,000 百萬瓦特電力，於未來可增加約 25%的電力。依據 PJM 官方預計其在未來十年內每年可增加約 1.4%的電力容量。

(八) 電力公司可否保有發電廠

PJM 與 NY 的電力公司仍可保有發電廠，其價格風險可以自行吸收，而加州電力公司在自由化開始時，規定其至少必須賣掉 50%的發電容量，並且因當時價格佳故電力公司幾乎將發電廠全賣掉，而導致現在只好任由發電業操控價格。

(九) 是否允許雙邊合約

在自由化過程中，PJM 允許公用事業及其他售電業在購電上簽署長期合約，以達到避險的效果，基本上其 80%~90%的電力是由雙邊合約或自我供應，僅有 10%~20%的電力透過現貨市場交易來決定價格。而加州長期以來禁止簽署長期合約，造成消費者必須經由躉售或即期市場中購買電力，而其缺點為價格變化相當大，故其現在亦採取放寬政策。

(十) 輸電網

PJM 較加州及紐約擁有較佳的傳送電力網，由於其線路之網密，即使任何單一路徑受阻，仍可由其他路徑輸送電力。

表 7 CAISO、PJM 與 NYISO 市場比較

	加州 ISO	PJM	紐約 ISO
地區	加尼福利亞	賓夕凡尼亞	紐約
裝置容量 (MW)	45,000	56,774	36,358
占全美百分比	6.2%	7.8%	5.0%
尖峰容量 (MW)	45,000	51,600	30,311

占全美百分比	7.3%	8.4%	4.9%
消費量 (億度)	2,250	2,490	1,490
服務人口 (百萬)	27	22	22
服務區域 (平方英哩)	124,000	48,000	48,000
調度輸電線迴路長度 (英哩)	21,000	14,000	10,800
輸電業者數	3	9	8
輸電用戶數 (萬戶)	53	120	150
每日輸電排程數 (十萬)	700	125	120
網路匯排模組數 (萬)	3000	1900	1168
發電廠數目	676	540	809
終端用戶電錶數	9,900,000	9,500,000	7,200,000
員工數	308	284	169
委員數	26 (選任)	8	10
不平衡市場	有	無	未來將擴充
輔助服務市場	前一日及前一時	無	前一日
即時發電調度	直接	透過地區控制中心	透過地區控制中心
資本總額 (百萬美元)	301	63	40

柒、心得與建議

我國目前正積極規劃推動電業自由化政策，「電業法修正草案」並已於八十八年十二月函送立法院審議。藉由此次出國參訪實習，有關心得與建議如下，以避免重蹈加州覆轍，並吸收其他制度之優點，以使我國電業自由化得以順利推動。

(一) 實施電業自由化，應確保充裕之電源供應及輸配電系統容量

比較加州、賓州及德州的零售競爭實施經驗，最大的不同點在於賓州及德州對充裕的電力供應做出保證。賓州及德州採行各種步驟以確保增設新電廠之程序發揮效率。賓州與加州情況不同，加州有 25% 的電力自外州進口，而賓州的電力則為淨輸出，德州電力幾乎是自給自足，比較起來，賓州及德州擁有充裕的電力滿足需求，而加州則面臨嚴重的供給短缺。

充裕之電源與可靠的輸電網路為實施電自由化最基本之條件，我國目前除積極開放民營電廠設立，以期確保電力系統備用容量率達 20% 之外，並自本(九十)年七月起開始執行第六輸變電計畫，強化輸電系統，提高供電可靠度，其方向應屬正確。

(二) 公用電業應擁有電廠，以履行供電義務，並允許簽訂長期及雙邊購電合約，以避免電力價格劇烈波動

加州三家主要電力公司本身僅擁有少數電廠，又受到不能以長期合約購電的限制，僅能在價格波動較大的即時市場購電供給用戶，本身不能控制市場之購買量，對電力公司的經營造成困擾。由加州的例子來看，我國行政院版電業法修正草案維持綜合電業併採雙邊合約作法相當正確，在電業法審查過程當中應予慎重考量。

(三) 政府應解除不必要之管制，落實真正的電業自由化精神

加州兩大電力公司(太平洋瓦斯及電力公司與南加州愛迪生公司)在套牢成本未反映完畢前，零售電價受到凍結，無法將其購電成本轉嫁給用戶，造成公司鉅大負債，不但將歷年來累積盈餘扣抵殆盡，而且公司瀕臨破產邊緣，嚴重影響公司營

運。

未來我國在訂定電價、各種收費率及其計算公司時，應建立適當反映營運成本（含購電成本或燃料成本）的調整機制，否則綜合電業與配電業在自由化後將無法合理經營，亦無法善盡供電義務。

（四）降低或消除業者進入電力市場的門檻：

為充裕電源及確保輸電系統供電可靠度，政府部門應減少業者進入障礙並減化行政作業流程，以加速相關計畫之執行。

（五）實施電業自由化之初不宜廣設各種電能市場：

加州電業自由化是各方勢力妥協下的產物，因此電力市場運作模式複雜。為確保電業自由化之實施成效，應由簡單的前一日或即時的電能平衡市場開始，而有關其他的輸電容量、備用容量等輔助服務市場，宜等到電力市場運作成熟後，再逐步開放。

（六）應及早規劃獨立調度中心的組織架構：

電業法修正草案允許綜合電業之設立，因此亟需成立公平、客觀、獨立運作之電力調度中心，以避免不公平競爭情事發生，及確保輸配電網路無差別待遇的開放使用。

有鑑於電力調度中心的成立，攸關實施電業自由化之成敗，因此電力調度中心相關組織章程、運作規範、軟硬體設施及監督、管理機制等，均應及早進行規劃。

（七）應妥慎防止人為操縱，造成業者投機行為：

加州電力交易係採取競標制度，並以最後結市場清價格作為購電價格，因此造成部分業者平時不願發電，而俟電力短缺

時再進場進行投標，藉以牟取暴利。因此未來我國如欲採行競標制度，對於購電價格的結算方式應審慎評估，並應要求業者事先提出電廠機組檢修計畫及加重違規罰則，以防止業者非計畫性的停機或未滿載發電情形，牟取暴利，影響用戶權益。

綜上所述，加州電力市場改革計畫未經事先評估、分析、模擬、測試就直接付諸施行，發生錯誤在所難免，為避免加州實施自由化不滿三年即需全盤翻修的窘境，因此，電業法修正草案之設計應謹慎規劃，其各項機制（如電力交易市場型態、電力調度與競爭機制、輸電計價與壅塞處理、輔助服務與不平衡電力之處置等）必須實際可行，並採循序漸進的方式推動，尤其在競價機制與輸電計價上，一定要具有提供新電源與輸電等容量之投資誘因，以確保電力穩定供應及提高供電可靠度與安全。

英國(英格蘭與威爾斯)現行電力交易制度於 1990 年開始實施，經過七年的運作後，英國管制當局檢討發現在現行制度下，電力池競價制度無法反映發電業者的成本，電力池價格的變動與發電成本降低並不相關，因此於 1997 年 7 月開始規劃新電力交易制度 (The New Electricity Trading Arrangements, NETA)，新制度原計畫於 2000 年 11 月 21 日開始實施，但由於測試不及，實施日期已延後至 2001 年 3 月 27 日，英國政府對電業自由化之態度顯然較美國加州慎重，值得我們參考。

此外，行政院版電業法修正草案課以綜合電業及配電業負有供電義務，並明定綜合電業與配電業之電價及費率計算公式應包含反映其營運成本（含購電成本與燃料變動等）的調整機制。如此，類似美國加州停電事故頻傳，電價大幅高漲及電力公司無法反映購電成本之情事，將不致於在我國重現。

