

出國報告（出國類別：實習）

參加美國德州大學阿靈頓分校能源系統研究中心電力系統研習班

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：吳進忠 11 等電機工程監

派赴國家：美國

出國期間：95.09.01 – 96.02.13

報告日期：96.04.09

## 行政院及所屬各機關出國報告審核表

出國報告名稱：參加美國德州大學阿靈頓分校能源系統研究中心電力系統研習班		
出國人姓名	職稱	服務單位
吳進忠	電機工程監	電力調度處
出國期間：95年09月01日至96年02月13日		報告繳交日期：96年04月9日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2.格式完整（本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」） <input checked="" type="checkbox"/> 3.內容充實完備。 <input checked="" type="checkbox"/> 4.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 5.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 6.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 7.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容以 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 8.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會（說明會），與同人進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 9.其他處理意見及方式：	
層轉機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1.同意主辦機關審核意見 <input type="checkbox"/> 全部 <input type="checkbox"/> 部分 _____（填寫審核意見編號） <input type="checkbox"/> 2.退回補正，原因： _____ <input type="checkbox"/> 3.其他處理意見：	

說明：

- 一、 出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。
- 二、 各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 三、 審核作業應於報告提出後二個月內完成。

	單位	主管處	總經理
報告人：	主管：	主管：	副總經理：

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加美國德州大學阿靈頓分校能源系統研究中心電力系統研  
習班

頁數 171 含附件 是 否

出國計畫主辦機關／聯絡人／電話：臺灣電力公司／陳德隆／23667685

出國人員姓名／服務機關／單位／職稱／電話：

吳進忠	台灣電力公司	電力調度處	電機工程監	02-2366-6627
-----	--------	-------	-------	--------------

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：

出國期間：95年9月1日至96年2月13日 出國地區：美國

報告日期：96年4月9日

分類號／目

關鍵詞：輔助服務(Ancillary Service)、需量反應(Demand Response)、壅塞管理  
(Congestion Management)、壅塞輸電權(Transmission Congestion  
Right)、金融輸電權(Financial Transmission Right)

內容摘要：

本報告主要以 PJM、紐約(NY-ISO)、新英格蘭(ISO-NE)、德州(ERCOT)  
及加州(CAISO)等美國五大電力市場的實際運轉情況為研究背景，分別針對其  
輔助服務市場、需量反應方案、壅塞管理與輸電權等業務之分類與運作方式  
提出報告。

本文首先討論輔助服務，電力系統輔助服務的提供與其運轉目的在於確保  
系統的安全穩定及供電可靠，美國五大電力市場除了鼓勵市場參與者透過雙

邊合約自行安排提供輔助服務外，亦建立市場機制提供各種輔助服務的交易，以使其取得成本得以更為經濟；輔助服務責任的分攤則係根據市場參與者負載所佔的比例進行分配，市場參與者可以自行提供，也可以委託 ISO 在即時市場為其購買必要的輔助服務。本報告亦設計數個簡單案例說明有關輔助服務的機會成本、競標與結算等之計算方式。

其次，針對需量反應作較深入的討論與說明，美國『2005 年能源法案』要求電力公司應給予負載側資源平等對待，使其得以與發電側資源公平競爭；美國各電力公司對需量反應均採取獎勵措施，在尖峰負載和供電能力不足的情形下，需量反應就成為一種降低系統運轉成本、確保系統穩定的有效工具。本報告對五大電力市場之需量反應方案的反應時間、補償計算及其應用成果提出報告，並摘譯美國 FERC 於 2006 年 8 月完成『Assessment of Demand Response & Advance Metering』調查報告中之相關統計資料。

最後，再針對壅塞管理與輸電權提出報告，並說明五大電力市場有關壅塞管理與金融輸電權之設計與應用方式，並以數個簡單案例說明節點邊際價格、壅塞費用與輸電權利益等之計算方式。

## 目 錄

行政院及所屬各機關出國報告提要 .....	I
目 錄.....	III
圖表索引.....	VI
壹、心得與建議 .....	1
1.1 心得.....	1
1.2 建議.....	4
貳、出國目的 .....	8
參、出國行程.....	10
肆、過程 (主要研習內容).....	11
伍、輔助服務市場 .....	13
5.1 前言 .....	13
5.2 PJM 的調頻市場 .....	13
5.2.1 PJM 的調頻服務 .....	14
5.2.2 PJM 調頻市場的運作 .....	16
5.2.3 出清過程案例說明.....	19
5.2.4 即時調頻控制.....	21
5.2.5 PJM 調頻市場的結算 .....	23
5.3 紐約電力市場的輔助服務.....	24
5.3.1 備用容量市場.....	25
5.3.2 AGC 市場.....	30
5.3.3 備轉容量市場和 AGC 市場之運轉情況 .....	31
5.3.4 規劃中的備轉容量市場和 AGC 市場 .....	34
5.3.5 備轉容量短缺情形下的運轉.....	35
5.4 新英格蘭電力市場.....	36
5.4.1 能量及輔助服務市場概述.....	36
5.4.2 能量市場的統一出清價格程序.....	38
5.4.3 新英格蘭的 AGC 市場 .....	39

5.5 德州電力市場的輔助服務.....	45
5.5.1 輔助服務市場.....	45
5.5.2 機組預定服務市場.....	48
5.6 加州電力市場的輔助服務.....	52
5.6.1 輔助服務市場.....	52
5.6.2 輔助服務市場的運作.....	55
5.6.3 日前的區域阻塞管理市場.....	57
陸、需量反應.....	59
6.1 定義.....	59
6.2 需量反應的種類.....	60
6.3 預期需量反應的效益.....	61
6.3.1 參與者的利益(Participant Benefits)：(可量化).....	61
6.3.2 市場與系統的效益 (Market and System Benefits)：(可量化).....	62
6.3.3 額外效益(Additional Benefits Created by Demand Response)：(不易 量化).....	63
6.3.4 效益評估.....	63
6.4 美國各電力市場的需量反應計劃.....	64
6.4.1 需量反應資源的評估.....	64
6.4.2 PJM 電力市場的需量反應計劃.....	69
6.4.3 紐約電力市場需量反應方案.....	81
6.4.4 新英格蘭電力市場之需量反應方案.....	83
6.4.5 ERCOT 電力市場之需量反應方案.....	87
6.5 美國需量反應之應用情形.....	89
6.6 FERC 需量反應調查結果.....	97
6.6 需量反應在區域系統規劃與運轉中的角色.....	107
柒、壅塞管理與輸電權.....	110
7.1 PJM 電力市場的壅塞管理.....	111
7.1.1 PJM 電力市場的劃分與運作.....	111
7.1.2 PJM 電力市場的輸電服務.....	112

7.1.3 PJM 電力市場的輸電壅塞管理 .....	112
7.2 紐約電力市場的壅塞管理與輸電權.....	116
7.3 新英格蘭電力市場的金融輸電權.....	119
7.3.1 金融輸電權.....	119
7.3.2 FTR 之結算.....	119
7.4 德州電力市場(ERCOT)的壅塞管理.....	124
7.4.1 ERCOT 即時能量市場與壅塞管理.....	125
7.4.2 ERCOT 的非市場壅塞管理工具.....	136
7.4.3 ERCOT 的輸電壅塞權(TCR).....	139
7.4.4 ERCOT 的 TCR 的年度和月份拍賣量.....	140
7.5 加州電力市場的壅塞管理.....	142
7.5.1 區域阻塞管理市場.....	142
7.5.2 金融輸電權市場(Congestion Revenue Right Market).....	143
7.5.3 日前綜合期貨市場(Day Ahead Integrated Forward Market).....	146
7.6 輸電壅塞情況下 LMP 的計算 .....	147
捌、實習成果.....	151
玖、研習情形評語.....	152
拾、參考文獻.....	155
拾壹、附錄.....	157

## 圖表索引

圖 5-1 調頻容量與發電容量 .....	15
圖 5-2 調頻控制之資料流程 .....	18
圖 5-3 紐約電力市場備轉容量的分配規定 .....	26
圖 5-4 地區性 30 分鐘備轉容量的要求 .....	29
圖 5-5 地區性的 10 分鐘備轉容量的要求 .....	30
圖 5-6 輔助服務的潛在供應能力與實際供應情形 .....	31
圖 5-7 2002~2003 年紐約電力市場購買各種輔助服務成本的變化情形 .....	32
圖 5-8 2001~2003 年紐約電力市場購買備轉容量費用的變化情形 .....	32
圖 5-9 紐約電力市場購買 AGC 成本和 AGC 市場出清價格 3 年走勢 .....	33
圖 5-10 9 個備轉容量限制 .....	35
圖 5-11 輔助服務投標報價曲線 .....	54
圖 6-1 美國各地區用戶需量反應方案潛在尖峰抑制用電量 .....	65
圖 6-2 美國不同電業類型用戶需量反應方案潛在尖峰抑制用電量 .....	66
圖 6-3 不同類型需量反應方案用戶潛在尖峰抑制用電量 .....	67
圖 6-4 2005 年各區域實際執行量與潛在可抑制電量的比較情形 .....	68
圖 6-5 FERC 預估現有的需量反應方案在尖峰時段的貢獻度 .....	68
圖 6-6 2006.01~2007.01 新英格蘭電力市場各項需量反應方案的分配情形 .....	86
圖 6-7 直接控制用戶的空調系統 .....	89
圖 6-8 直接負載控制提供備轉容量 .....	90
圖 6-9 2002.07.30 NY-ISO 應用 EDRPU 大幅降低尖峰負載及即時電價 .....	92
圖 6-10 TOU 尖、離峰電價的差異情形 .....	94
圖 6-11 尖峰電價型的需量反應 .....	95
圖 6-12 Real-Time Pricing Tariff .....	97
圖 6-13 Two-part Real-Time Pricing Tariff .....	97
圖 6-14 FERC 需量反應調查報告，各電力相關事業問卷回收情形 .....	98



圖 6-15 各區域提供 Direct Load Control (DLC)方案的電業統計分析 .....	100
圖 6-16 各區域電業及參與 Direct Load Control (DLC)用戶的統計分析 .....	101
圖 6-17 各區域提供 Interruptible/Curtailable Rates 方案的電業統計分析 .....	102
圖 6-18 各區域提供其他鼓勵型方案的電業統計分析 .....	102
圖 6-19 各區域提供住宅用戶 TOU 方案的電業統計分析 .....	104
圖 6-20 各區域電業及參與 ime-of-Used Rates (TOU)用戶的統計分析 .....	105
圖 6-21 各區域提供 Real-Time Pricing (RTP)方案的電業統計分析 .....	106
圖 7-1 PJM 處理 FTR 的相關界面 .....	113
圖 7-2 電力潮流方向與 FTR 方向相同 .....	115
圖 7-3 電力潮流方向與 FTR 方向不一致(1) .....	115
圖 7-4 電力潮流方向與 FTR 方向不一致(2) .....	116
圖 7-5 Zone A 與 Zone B 兩個區域的狀況 .....	120
圖 7-6 日前的輸電限制(1000MW)低於 FTR(2000MW)的狀況 .....	121
圖 7-7 日前的輸電限制(2001MW)高於 FTR (2000MW)的狀況 .....	122
圖 7-8 即時運轉時的輸電限制(1000MW)低於 FTR 的狀況 .....	123
圖 7-9 ERCOT 之 5 個壅塞管理區域及 6 個 CSC .....	125
圖 7-10 局部單機式壅塞管理 .....	132
圖 7-11 輸電壅塞與責任輸電權(Obligation)反方向 .....	144
圖 7-12 輸電壅塞與選擇性輸電權(Option)同方向 .....	145
圖 7-13 輸電壅塞與選擇性輸電權(Option)方向相反 .....	145
圖 7-14 系統總負載與各發電機組的報價 .....	148
圖 7-15 電力潮流的分布情形 .....	148
圖 7-16 重新調度機組發電出力後，電力潮流的分布情形 .....	149
圖 7-17 各匯流的邊際價格、機組發電出力及線路電力潮流 .....	150
表 3-1 出國行程 .....	10
表 4-1 主要研習內容 .....	11
表 5-1 系統調頻機組的狀態與日前能量市場的結果 .....	20

表 5-2 根據簡化公式 $LOC = LMP$ - 能量報價計算調頻機組的機會成本.....	20
表 5-3 計算最優順序價格 .....	20
表 5-4 最優順序價格排序 .....	21
表 5-5 調頻容量需求為 20MW，各機組所獲得之調頻服務費用.....	21
表 5-6 調頻容量需求為 25MW，各機組所獲得之調頻服務費用.....	21
表 5-7 區域備轉容量的要求 .....	27
表 5-8 QSE 輔助服務之義務、投標報價與決標出清情形 .....	54
表 5-9 QSE 之結算情形.....	55
表 6-1 用戶執行緊急型需量反應計劃的情形及所獲得的補償 .....	71
表 6-2 用戶參加即時計劃之假設三種情況 .....	78
表 6-3 用戶參加即時計劃，但由 PJM 調度之假設三種情況.....	79
表 6-4 用戶參加即時計劃之情況彙整 .....	79
表 6-5 用戶參加日前計劃之情況彙整 .....	80
表 6-6 三種需量反應方案的比較 .....	81
表 6-7 2004 年 5 月 4 日紐約電力市場需量反應方案之比較 .....	82
表 6-8 可靠度反應方案與價格反應方案之相關內容 .....	84
表 6-9 需量反應參加輔助服務市場的情形 .....	88
表 6-10 2005 年美國提供鼓勵型需量反應方案的電業統計 .....	99
表 6-11 參與 Direct Load Control (DLC) 用戶數最多的前 10 大電業 .....	101
表 6-12 提供不同型式的時間費率型需量反應方案之電業數目 .....	103
表 6-13 參與 Time-of-Used Rates (TOU) 用戶數最多的前 10 大電業 .....	105
表 6-14 參與 Critical Peak Pricing (CCP) 用戶數最多的前 5 大電業 .....	106
表 6-15 需量反應參與輔助服務市場的情形 .....	109
表 7-1 狀況(1)的結算情形.....	121
表 7-2 狀況(2)的結算情形.....	122
表 7-3 狀況(3)的結算情形.....	123
表 7-4 狀況(4)即時市場的結算情形 .....	124
表 7-5 各匯流排對兩邊際機組的靈敏係數及各匯流邊際價格.....	149

# 參加美國德州大學阿靈頓分校能源系統研究中心

## 電力系統研習班

### 出國報告

#### 壹、心得與建議

##### 1.1 心得

電業自由化乃全球電業發展的趨勢，其目的在於引進競爭以提高市場經濟效率，進而降低成本，因此如何降低營運成本提高競爭力便成各電力公司首要的目標，然而各國政府對電業自由化或開放的程度或許多所不同，但對電力系統安全與供電可靠的要求卻是一致的，由於各項主客觀環境的限制及環保意識的抬頭，使得電源的開發越來越困難，造成由電源側資源來確保系統安全穩定與供電可靠的成本也就越來越高，因此，美國各電力公司均積極推廣『需量反應』方案，希望藉由負載側資源的參與來替代或減少尖峰機組的開發與投資，需量反應通常運用於降低尖峰負載時的用電量或作為系統備轉容量短缺時的緊急應變方案，如此不僅可確保系統安全、降低系統運轉成本、提高用戶的電能使用效率，同時可降低尖峰備用電源的開發成本，並有助紓緩環境保護與空氣污染的壓力。以下僅就本次赴美實習並研究美國電力市場的心得敘述如下：

- (1) 電力市場必須執行即時安全限制的經濟調度，才能同時滿足安全與經濟的要求

能否執行實用化的即時安全限制經濟調度是衡量電力調度交易中心運轉水準的重要指標之一。系統出現緊急或危及系統安全的情況是對電力市場規劃與運轉的最大考驗，設計不完備的電力市場將無法對快速變化且影響系統穩定的情況作出正確且快速的反應；設計完備的電力市場則運用充分考慮安全限制條件的經濟調度系統以保障機組出力安排和輔助服務的分配，可以充分滿足系統安全的需要。

(2) 電力市場必須同時具備相互協調、密切配合的日前和即時市場

目前市場為提前 24 小時的市場，決定大部分的電能供需計劃與輔助服務的分配；即時市場為提前 5~10 分鐘的市場，應僅對即時供需變化的部分或緊急事件進行處理，兩者必須相互協調、密切配合才能確保電力市場運作成功與電力系統安全穩定。

(3) 以節點電價機制運轉日前和即時市場

節點電價機制實施與否是市場發展成熟度的重要指標，節點電價可以精確反映電力供需和每一個參與者對整個電網運轉的經濟性和安全性的影響，同時提供明確的價格信號吸引投資者進入電力市場。

(4) 批發市場中雙邊合約與即時市場交易的比例應保持適當水準

長期雙邊合約比例對維持電力市場的穩定運轉非常重要，從美國各電力市場的運轉經驗來看，雙邊合約電量的比例在 70%~90% 比較合適。電力市場開放之初，為了提高市場的競爭性，加州 ISO 要求加州

三大電力公司必須出售 50% 以上的火力機組，同時不能簽訂雙邊合約，必須在電力交易中心 PX 購電，其剩餘發電能量亦必須在 PX 出售，在市場情況不明朗、電力價格起伏不穩定的時候，此種作法將使得電力公司在電力交易過程中必須承受很大的金融風險。然而，德州電力市場雖然也要求任何發電公司的裝機容量不能超過系統總裝機容量的 20%，但允許並鼓勵電力公司簽訂雙邊合約來滿足自己的負載需求。德州幾家大型電力公司仍然擁有相當的發電容量，可以滿足自己大部價的負載，因此德州的電力公司在成本方面有較好的金融保障和控制，如此可以有效的抑制市場力的影響。

(5) 日前和即時市場中電能和輔助服務計劃應該聯合最佳化

電能供應和輔助服務的最佳化組合既能夠供應電能(或減少需求)，也能夠保持足夠的輔助服務，同時可以避免『價格反轉』情形的發生，因此，可以對短期需求波動及發電或輸電設施臨時故障作出必要的反應。

(6) 必須具有完備的市場力抑制措施

電力生產的特點為電力供應者創造機會使其得以單邊操縱市場力。如果批發市場設計不合理，操縱市場力的動機和能力就會被強化，增加電力供應商採取行動影響市場價格的機會。

(7) 需求側資源(需量反應)應給予充分的地位和權利，使其與供給側資源

一同在所有方面參與市場。

## 1.2 建議

### (一) 建立合理的輔助服務調度運轉標準

輔助服務的提供與其運轉目的在於確保系統的安全穩定及供電可靠，因此，必須建立合理的輔助服務需求標準，作為電力調度運轉時的準繩，以免安排過多的輔助服務而增加系統的運轉成本，或安排不足而影響系統運轉安全及供電品質，建議電力調度處研究建立各項輔助服務的調度運轉標準。

### (二) 建立 AGC 機組的成本與績效評估標準

機組提供 AGC 服務時，其運轉績效勢必受些許影響，運轉成本亦將隨之增加，為鼓勵本公司與民營電廠發電機組提供 AGC 服務，應對本公司提供 AGC 服務的發電機組給予適當績效鼓勵，對民營電廠發電機組提供 AGC 服務時所損失的機會成本則應給予補償或輔助服務費用，建議本公司相關部門規劃建立 AGC 機組的成本與績效評估標準。

### (三) 推廣需量反應方案以提供系統備轉容量

由需量反應提供備轉容量的作法在美國已行之多年，需量反應是重要的調度工具而不僅僅只是負載管理而已，其中最著名、也是最成功的方案是 ERCOT 的 LaaR (Load Acting as a Resource)，這部分的負載削減量被視為等同於發電機組所增加的發電出力，參加的用戶必須安裝低頻電驛(頻率下降至 59.70Hz 時自動卸載)或於接獲通知後於 10 分鐘內執行削減用

電，故其反應的特性比發電機組更快、效果更好。目前，ERCOT 規定熱機備轉容量不得低於 2300MW，其中的 50%可以由 LaaR 提供，由於需量反應方案實施效果良好，使得工業用戶都非常積極投入 LaaR 的競標，並要求 ERCOT 提高由 LaaR 提供熱機備轉容量的百分比。也由於 LaaR 實施的成功，使 ERCOT 平安度過 2006 年 4 月 17 日系統備轉容量不足的危機，避免引發大規模停電。

發生電源不足時，本公司現有的臨時性減少用電措施(二)可分別於 2 小時前、4 小時前及前一天通知執行，減少用電量分別為 307.5MW(69 戶)、3.94MW(3 戶)及 18.95MW(18 戶)，對系統即時運轉與安全的幫助極其有限，如果能夠轉變為類似 LaaR 的方案，則對系統安全與穩定將有莫大的助益。根據美國 FERC 的研究，需量反應的潛在容量約為尖峰負載的 3~5%，如以 4%計算，本公司夏季平均尖峰負載約為 30000MW，則負載側可提供的資源約有 1200MW，幾乎是核能一廠的發電容量。建議本公司相關部門研究推廣需量反應方案以提供系統備轉容量，並因應未來幾年可能發生的限電危機。

#### (四) 需量反應結合區域壅塞管理

北部地區電源不足，南電北送的情況經常發生，尤以夏季期間更為嚴重，常須將北部地區的氣渦輪機組啟動併聯發電以解決線路壅塞的情況，有時甚至為了解決局部地區的供電瓶頸，亦須啟動併聯氣渦輪機組發電，

依過去的經驗，輸配電線路的興建常受各項外在因素的影響而常延宕數年無法完成，隨著負載的成長，區域供電瓶頸及線路壅塞的情況勢必越來越嚴重，氣渦輪機組須配合啟動併聯發電的機會亦隨之增加，導致系統運轉成本大幅增加，如果能在北部地區及發生供電瓶頸的區域優先推動需量反應方案，必定可以大幅改善線路壅塞的情況及供電瓶頸，使運轉成本得以降低，建議本公司相關部門進行需量反應結合區域壅塞管理的相關研究。

#### (五) 建議與美國相關電力市場建立長期技術交流合作關係

美國電力事業得以執世界之牛耳，其原因除了擁有先進的技術與設備外，更重要的是其能吸收外國優秀的專業人才為其服務，此次赴美研習期間曾拜訪 ERCOT 及其他電力機構，發現各電力市場之中、高階主管多從美國各大電力公司借將挖角，年輕的工程師雖擁有高學歷，但均缺乏現場實務經驗，因此頗希望與外國電力公司定期互訪交流。本公司如能與美國相關電力市場建立長期技術交流合作關係，除了吸收電力市場相關運轉經驗、制度及規章外，亦可提升本公司之國際聲望。

#### (六) 建議持續派員至 UTA 能源系統研究中心研習電力系統相關課程

美國德州大學阿靈頓分校設置的能源系統研究中心 (Energy Systems Research Center, ESRC)，自 1968 年成立至今已逾 35 年，為 IEEE 所調查認定前十名之電力系統教育中心，與美國各電力公司及電力調度中心均有合作關係，可以將理論研究與實際系統運轉相互結合，進而協助解決電力系統相關問題。本人此次奉派至 UTA/ESRC 研習，深感獲益良多，除深入



了解美國電力市場運轉方式、提升電力系統專業知識、增進運轉經驗交流外，更藉由 ESRC 的安排參觀電力公司與調度中心，與受訪單位相關人員建立友誼，有助於將來資訊蒐集與技術交流。建議本公司持續派員至 UTA 能源系統研究中心研習電力系統相關課程，學習先進的電力系統運轉觀念與技術、拓展公司同仁視野，使台電公司在運轉觀念上能更與世界先進國家接軌，讓電力系統的運轉得以更加穩定與可靠。

## 貳、出國目的

電力市場之民營化與自由化已成為全球性趨勢，為因應時代脈動及配合國家經濟發展需要，我國電業法亦朝前瞻性、自由化的方向修正，以建立一個具公平性、多元性、前瞻性之電力市場，以符合我國社會環境需要，並配合政府推動電業自由化之政策。未來，我國將成立獨立調度中心，全面開放綜合電業、發電業、輸電業及配電業之設立、並開放用戶購電選擇權及電網轉供業務(電力代輸)等，電力市場的交易將以雙邊合約為主，輔助服務市場與電網壅塞管理為輔，因此，本公司如何在上述機制運作下，與獨立調度中心相互協調配合，以達成系統安全與供電穩定，並確保本公司電廠之營運績效，兼顧天然氣合約用量及與 IPP 簽訂之購售電合約，達成公司之營運目標，應是未來本公司必須面對之挑戰。

美國德州大學阿靈頓分校設置的能源系統研究中心 (Energy Systems Research Center, ESRC)，自 1968 年成立至今已逾 35 年，為 IEEE 所調查認定前十名之電力系統教育中心，且與美國各電力公司及電力調度中心有多年合作，亦與本公司曾合作系統穩定度研究，將理論研究與實際系統運轉相互結合，協助解決系統規劃、運轉等問題。ESRC 中心之學習課程安排基礎電力系統、電力系統分析與設計、電力系統可靠度分析、電力自由化交易制度研討、電力自由化下電力系統之規劃分析、控制與運轉、輸電壅塞管理、輔助服務市場運作方式、電力品質、系統負載預測及需量反應等，並安排現場參

觀電力公司、電廠及調度中心(ERCOT)，可與受訪單位進行技術研討與交流，並拓展本公司人員視野，期使理論與實際相結合，使未來台電公司在運轉觀念上能更與世界先進國家接軌，讓電力系統運轉得以更加穩定與可靠。

### 參、出國行程

本出國計畫，自 95 年 9 月 1 日起，至 96 年 2 月 13 日止，合計 166 天，行程概要如下表 3-1 所列。

表 3-1 出國行程

日期	起訖地點	工作紀要
95/9/1	台北—洛杉磯—達拉斯	往程
95/9/2~96/2/10	德州大學阿靈頓分校	參加能源系統研究中心電力系統研習班
96/2/11~96/2/13	達拉斯—洛杉磯—台北	返程

## 肆、過程 (主要研習內容)

表 4-1 主要研習內容

課 程	
<b>Power System Operation and Control</b>	Frequency Control
	Voltage Control
	Voltage Stability
	Angle Stability
	Power System Restoration
	Blackout Description
<b>Power System Planning</b>	Generation Reliability
	Production Simulation
	Generation Planning
	Transmission Planning
	Load Forecasting
	Problem Solutions
研 習 主 題	
輔助服務市場	<b>Ancillary Service Market Design and Operation in the United States</b>
負載側資源與需量反應方案	<b>Demand Side Resource and Demand Response Programs in the United States</b>
壅塞管理與輸電壅塞權	<b>Congestion Management and Transmission Congestion Right</b>
保護電驛原理與應用	<b>Protective Relaying Principles and Applications</b>
研 討 會	
Seminar: 10/12/06	<b>ISO New England Markets and Research Opportunities</b> Dr. E. Litvinov, Director of Business Architecture and Technology, ISO-NE

Seminar: 11/21/06	<b>Applications of Power Electronic Techniques and Excitation Control of Power System</b> Chengxiong Mao, Huazhong University of Science & Technology, Wuhan, China
Seminar: 12/12/06	<b>Implementation of integrated DAS system in Taiwan Power System</b> Dr. Chao-Shun Chen, Department of Electrical Engineering, National Sun Yat-Sen University, Kaohsiung, Taiwan
Seminar: 01/26/07	<b>Transmission Investment in the Competitive Environments</b> Professor George Gross, University of Illinois at Urbana-Champaign
Seminar: 02/09/07	<b>Power Acceptability Assessment</b> Professor Gerald Thomas Heydt, Arizona State University
Symposium	<b>American Wind Energy Association Wind Energy Fall Symposium 2006</b> (December 6 - 8, 2006 - Phoenix, AZ)
Visiting & Discussing	<b>Western Farmers Electric Cooperative (WFEC)</b> (November 13 – 15, 2006 – Anadarko, OK)
Visiting & Discussing	<b>Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)</b> (January 23 – Taylor, TX)

## 伍、輔助服務市場

### 5.1 前言

電力系統的運轉除了必須提供足夠的能量滿足負載需求、維持供需平衡外，還必須確保系統的可靠度及電力品質，因此，電力市場除了電能市場進行電能交易外，還必須建立輔助服務市場以提供各種輔助服務的交易。由於各電力系統的特性有所差異，其為確保系統穩定可靠所需的輔助服務亦有所差異，因此，輔助服務市場的設計與運轉必須滿足其電力系統的特性。本章僅就美國各電力市場之輔助服務的種類及其運轉方式，作一概略敘述如下：

### 5.2 PJM 的調頻市場

PJM 電力市場提供 4 種輔助服務[1]、[10]-[14]、[20]，包括：

- (1) 調節和頻率響應服務(Regulation & Frequency Response )
- (2) 同步備轉容量(Synchronized Reserve)
- (3) 全黑啟動(Black Start)
- (4) 無效功率服務(Reactive Service)

為維持電力系統供需(發電與負載)的持續平衡，使系統頻率能維持在 60Hz 的標準範圍內，系統必須提供足夠的調節(Regulation)和頻率響應(Frequency Response)服務。調節和頻率響應服務主要是由具有自動發電控制(Automatic Generating Control，簡稱 AGC)設備的發電機組提供，AGC 功能可以依系統頻率的變數情形自動調節發電機組的出力，以滿足系統負載的變化，維持系統

頻率的穩定。以下僅就調節和頻率響應服務在市場模式下的運轉情形，作一簡單的介紹：

### 5.2.1 PJM 的調頻服務

PJM 調節和頻率響應服務的最大特色是不單獨設立調頻電廠，而是將調頻義務分配到每一個負載服務企業(LSE)。LSE 可以利用本身的發電資源或藉由與第三方簽訂合約、也可以在 PJM 市場購買調頻服務來滿足其應負擔調頻義務；但調頻服務必須由 PJM 電氣範圍內的發電機組提供，且同時提供調頻服務和能量調度的發電機組必須減縮其能量調度範圍，減縮的範圍至少為調頻容量的兩倍，即發電機的調頻最小出力加上調頻容量為其新的最小出力下限，發電機的調頻最大出力減去調頻容量為其新的最大出力上限，如圖 5-1 所示。

PJM 發布調頻命令調度發電資源以提供調頻服務，發電資源必須確實遵守調頻命令，如發生衝突的情況，調頻調度命令優先於能量調度命令。PJM 調頻市場提供給市場參與者一個具有市場功能的買賣調頻輔助服務系統，PJM 使用 UDS(Unit Dispatch System)所提供的 LMP 預估值和機組發電計劃預估每台機組在運轉日提供調頻服務所發生的機會成本。發電機組提交的調頻服務報價，PJM 會根據發電機組的機會成本加上該機組報價，產生提供調頻服務機組的最優順序價格(Merit Order Price)，並將提供調頻服務機組依最優順序價格排序，因此可以取得成本最低的提供 AGC 服務的機組組合。在得標的機組



中，以最後一台機組(即最優順序價格最高的機組)的最優順序價格作為調頻服務的出清價格 (Regulation Market Clearing Price, 簡稱 RMCP)。LSE 本身的發電機組為其調頻義務自行提供調頻服務時，其機組最優順序價格設為 0。

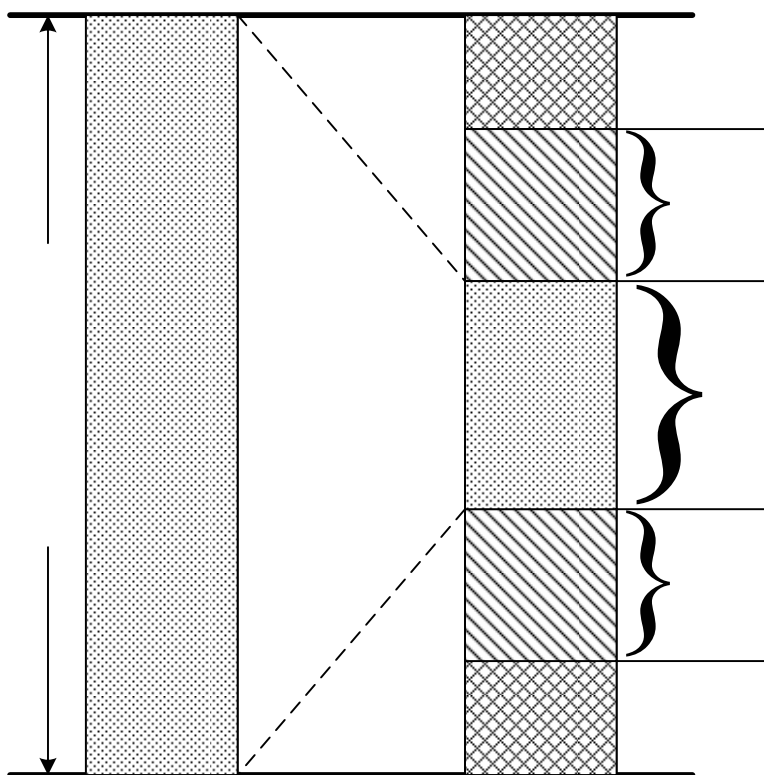


圖 5-1 調頻容量與發電容量

在事後結算時，任何自行提供調頻服務的機組均以 RMCP 得到補償，而被 PJM 選中提供調頻服務的發電機組則是用 RMCP 或(報價+即時的機會成本)進行結算。需要購買調頻服務的 LSE 所支付的費用為 RMCP+應該承擔的機會成本(RMCP 未包括的部分)+因啟動機組提供調頻服務所產生的未收回成本。

為確保系統頻率的穩定，PJM 的調頻需求決定必須預留一部分的彈性範圍。因此整個 PJM 控制區域的調頻需求是分時段決定的，將一天 24 小時分成

兩個時段，分別是 5：00~24：00 的白天時段(非離峰時段)和 0：00~5：00 的深夜時段(離峰時段)，各時段的調頻需求以對應時段預估的最高負載或最低負載的 1.1% 計算，各時段分配的調頻容量必須滿足該時段的調頻需求。

### 5.2.2 PJM 調頻市場的運作

整個 PJM 控制地區的調頻需求確定後，根據協議規定：各個 LSE 將依其負載比例分擔同比例的調頻容量責任，即在實際運轉時，每一個 LSE 的調頻容量責任是根據該 LSE 在 PJM 控制地區的實際負載比例決定的。

LSE 履行其應負擔的調頻責任有三種方法：

- (1)安排本身所擁有的發電機組執行調頻任務。
- (2)透過雙邊交易購買必需的調頻容量。
- (3)透過調頻市場購買調頻服務。

僅就透過調頻市場購買調頻服務的流程敘述如下：

#### 1、提交報價

希望提供 AGC 服務的發電機，必須在運轉日的前一天提交運轉日的報價，價格不能高於 100 美元/MWh，該報價對運轉日 24 小時均有效，在下午 6：00 截止提交報價。能夠進行 AGC 服務的機組必須滿足以下功能要求：

- (1)必須在 PJM 電氣範圍內。
- (2)必須具有 AGC 控制設備，且能接收 EMS 發送的 AGC 控制訊號，

機組發電出力的資訊可傳送到 PJM 控制中心；新參加服務的機組另須通過初始行為測試。

除了提交報價之外，發電機另須提交機組的調頻狀態(分為可用、不可用、自行調度三種)、發電機組的調頻容量、調頻容量上限、下限，這些資訊可以在第 2 天(運轉日)的該運轉小時前 60 分鐘才提交或修改，此時調度該運轉小時的調頻市場結束。然而，儘管調頻市場已經結束，調頻狀態改變亦可以利用電話通知 PJM RTO，例如：

- (1)將機組狀態由可用改為不可用。
- (2)將機組狀態由自行調度改為不可用。
- (3)減少調頻最大值出力或提高調頻最小值出力。

如果某一發電機組希望既提供即時能量服務又同時提供調頻服務，則其在能量市場上提交的有效功率出力範圍就要有所減縮，亦如上圖所示。

對於雙邊合約而言，必須由買方透過 Two Settlement 用戶界面提交相關資訊，隨後再由賣方確認，相關資訊必須在交易開始前一天的 12:00 之前提交，而且一旦提交就不能改變，只能是刪除和重新輸入。

## 2、市場出清

如圖 5-2 所示，PJM 在運轉日每小時更新一次調頻資訊(如機組調頻容量，調頻狀態等)，然後根據這些數據和日前提交的報價每小時出清一次調頻市場，並且同時檢查調頻行為。



圖 5-2 調頻控制之資料流程

調頻市場出清程序如下：

步驟 1 計算每一發電機組的機會成本：

在日前能量市場出清價格的基礎上，利用 SPREGO(Spinning and Regulation Optimizer)軟體根據 UDS (Unit Dispatch System)提供運轉日的預估能量計劃以及運轉時預估的 LMP 計算每一發電機組的機會成本，其簡化後的計算公式為

$$\text{機會成本} = LMP - \text{能量報價}$$

如果機組為自行調度，則其機會成本為 0。

步驟 2 計算機組之最優順序價格(Merit Order Price)：

在獲得每一發電機組的機會成本後，再與其調頻報價相加，即可得到該機組的最優順序價格。

步驟 3 SPREGO 將每一發電機組依其最優順序價格升冪排列，以決定提供 AGC 服務的機組組合。

步驟 4 獲得調頻容量分配的機組中最高的最優順序價格就是調頻市場出清價格 RMCP(Regulation Marginal Clearing Price)。

步驟 5 PJM 將每小時的 RMCP 公布在 User Interface 上。

### 5.2.3 出清過程案例說明

以一個案例說明調頻服務的市場出清過程：有 A~H 等 8 部發電機組希望參與提供調頻服務，8 部發電機組的狀態、調頻容量、調頻報價、能量報價及日前能量市場的 LMP 等資訊，如表 5-1 所示。根據日前能量市場的 LMP 及調頻機組的能量報價計算其參與調頻服務的機會成本如表 5-2 所示，因調頻機組 B、F 的狀態為自行調度，故其機會成本均設為 0。再根據調頻機組的調頻報價及其機會成本計算其最優價格順序，如表 5-3 所示；根據調頻機組的最優價格順序作升冪排序，並估算累積調頻容量，如表 5-4 所示。如 PJM 所需之調頻容量為 20MW，則根據表 5-3 所列之機組 B、F、G、C 將獲選提供調頻容量，機組 C 為最後獲選的機組，其最優價格(8 美元/MWH)即為調頻市場出清價格 RMCP，各機組所獲得之調頻服務費用如表 5-5 所列。若如 PJM 所需之調頻容量增加為 25MW，獲選提供調頻容量的機組則為 B、F、G、C、E、A 等 6 部機組，其中機組 A 為最後獲選的機組，故以機組 A 之最優價格(11 美元/MWH)作為調頻市場出清價格 RMCP，各機組所獲得之調頻服務費用如表 5-6 所列。

表 5-1 系統調頻機組的狀態與日前能量市場的結果

機組	狀態	調頻容量 (MW)	調頻報價 (美元/MW)	能量報價 (美元/MW)	小時 LMP (美元/MW)
A	可用	10	2	13	22
B	自行調度	5	0	20	22
C	可用	7	5	19	22
D	可用	8	5	14	22
E	可用	3	3	15	22
F	自行調度	4	0	19	22
G	可用	5	3	18	22
H	可用	10	3	9	22

表 5-2 根據簡化公式  $LOC = LMP - \text{能量報價}$  計算調頻機組的機會成本

機組	狀態	調頻容量 (MW)	調頻報價 (美元/MW)	能量報價 (美元/MW)	小時 LMP (美元/MW)	機會成本 $LOC$ (美元/MW)
A	可用	10	2	13	22	9
B	自行調度	5	0	20	22	0
C	可用	7	5	19	22	3
D	可用	8	5	14	22	8
E	可用	3	3	15	22	7
F	自行調度	4	0	19	22	0
G	可用	5	3	18	22	4
H	可用	10	3	9	22	13

表 5-3 計算最優順序價格

機組	狀態	調頻容量 (MW)	調頻報價 (美元/MW)	機會成本 $LOC$ (美元/MW)	最優順序 價格 (美元/MW)
A	可用	10	2	9	11
B	自行調度	5	0	0	0
C	可用	7	5	3	8
D	可用	8	5	8	13
E	可用	3	3	7	10
F	自行調度	4	0	0	0
G	可用	5	3	4	7
H	可用	10	3	13	16

表 5-4 最優順序價格排序

機組	狀態	調頻容量 (MW)	最優順序價格 (美元/MW)	累計調頻容量 (MW)
B	自行調度	5	0	5
F	自行調度	4	0	9
G	可用	5	7	14
C	可用	7	8	21
E	可用	3	10	24
A	可用	10	11	34
D	可用	8	13	42
H	可用	10	16	52

表 5-5 調頻容量需求為 20MW，各機組所獲得之調頻服務費用

機組	狀態	調頻容量 (MW)	得標調頻容量 (MW)	調頻服務費用 收入(MW)
B	自行調度	5	5	40
F	自行調度	4	4	24
G	可用	5	5	40
C	可用	7	6	48

備註：調頻市場出清價格 RMCP 為 8 美元/MWH

表 5-6 調頻容量需求為 25MW，各機組所獲得之調頻服務費用

機組	狀態	調頻容量 (MW)	得標調頻容量 (MW)	調頻服務費用 收入(MW)
B	自行調度	5	5	55
F	自行調度	4	4	44
G	可用	5	5	55
C	可用	7	7	77
E	可用	3	3	33
A	可用	10	1	11

備註：調頻市場出清價格 RMCP 為 11 美元/MWH

#### 5.2.4 即時調頻控制

PJM 調頻容量的範圍標準是 30MW，即系統實際預留的調頻容量在調頻需求的±15 MW 範圍內均屬符合標準要求。PJM 取得的調頻輔助服務必須能夠

滿足 PJM 控制區的調頻需求，PJM 在每一發電機組調頻總成本(包括即時機會成本加上機組的調頻報價)的基礎上，以最經濟的方式分配調頻容量。即時機會成本是以前 1 小時的區域邊際電價或最近 5 分鐘的區域邊際成本計算而得的。

當預計的調頻需求與實際的調頻容量累積超出 PJM 調頻要求的 $\pm 15\text{MW}$  範圍時，PJM 調度員會透過電話將每一台參與調頻機組的調頻容量通知 LSE(代表發電商)所在地區的調度中心，AGC 信號由 PJM EMS 系統自動發送給地區調度中心，由地區調度中心負責調整機組的調頻容量，將調頻容量分配給機組。視系統情況需要，PJM 調度員將重新分配調頻容量以滿足 PJM 控制區域的調頻要求( $\pm 15\text{MW}$  範圍以內)，更新後的調頻容量分配方式將以電話通知地區調度中心。市場賣方必須確實遵守 PJM 的調度調頻信號，並根據要求調整機組的功率輸出。

在尖峰、離峰時段內調頻分配完成後，PJM 成員必須彙報其各自所擁有機組調頻容量的變化。如果某一台機組無法滿足指定的調頻容量時，PJM 調度員會將不足的調頻容量分配給其他機組以確保整體調頻需求在要求之內( $\pm 15\text{MW}$  範圍以內)。PJM 在每台機組調頻總成本(包括即時機會成本和機組的調頻報價)的基礎上，以最經濟的方式分配調頻容量。如果將所有的調頻容量全部調用後仍無法滿足 PJM 的調頻要求時，PJM 調度員將不考慮調頻容量的規定數量調度其他機組。



PJM 的職責如下：

- (1) PJM 調度員即時監視調頻容量，並依要求重新分配調頻容量。
- (2) 如果調頻容量重新分配，PJM 調度員會以電話通知地區調度中心每一台機組調頻容量的變化。

PJM 成員的職責如下：

- (1) 當頻容量分配或重新分配後，每個受到影響的地區調度中心調度員應配合更新 AGC 控制程序的調頻容量。
- (2) 參與者及時向 PJM 調度員彙報其調頻容量的變化，以便 PJM 調度員重新分配調頻容量。
- (3) PJM 成員之間調頻容量的交易，PJM 成員可以向其他 PJM 成員出售或購買調頻輔助服務，賣方必須遵守出售的調頻容量以及調頻時段，並且利用 eMKT 軟體將交易結果提交 PJM。
- (4) 所有 PJM 成員之間的雙邊交易容量必須以兆瓦為單位，並透過 eMKT 軟體提交。
- (5) 交易雙方在交易時，其功率數量和時段必須達成一致。買方利用 eMKT 提報交易的兆瓦數、賣方、交易的起始時間，賣方亦利用 eMKT 確認。

### 5.2.5 PJM 調頻市場的結算

調頻結算是一個總和為零的計算，由發電方提供服務並得到報酬，LSE 接受服務並支付費用，每個 LSE 的調頻責任是依每一小時事後負載比率決定，

並分配調頻容量。調頻服務費的計算係依每一個 LSE 在市場購買的調頻容量的多寡進行結算：每小時的調頻服務費=每小時的 RMCP×購買的調頻容量+RMCP 之外應該承擔的機會成本百分比+單純啟動以提供調頻服務的機組之未收回成本百分比，PJM 再將所收取的調頻服務費分配給自行調度或提供調頻服務的機組。自行調度調頻服務的機組之報酬=RMCP×機組自行調度的調頻容量。獲選提供調頻服務的機組之報酬為下列兩項計費中之較大者：

- (1)RMCP×分配的調頻容量；
- (2)競價×分配容量+即時的機會成本；

### 5.3 紐約電力市場的輔助服務

紐約電力市場提供 6 種輔助服務[2]、[10]-[14]、[20]，分別是：

- (1)系統計劃、控制和調度(Scheduling System Control & Dispatch)
- (2)電壓支持(Voltage Support)
- (3)自動發電控制及頻率響應(AGC, Regulation & Frequency Response )
- (4)能量不平衡(Energy Imbalance)
- (5)備轉容量(Operating Reserve)
- (6)全黑啟動(Black Start)。

其中，備轉容量、自動發電控制及頻率響應兩項輔助服務採用市場模式(**Market-Based**)運轉，其餘 4 項服務仍然採用傳統方法(**Cost-based**) 運轉作，以下僅就備轉容量、自動發電控制及頻率響應兩項輔助服務在市場模式下

的運轉情形作介紹：

### 5.3.1 備用容量市場

紐約電力市場將備轉容量分為三類，分別是：

- (1) 10 分鐘旋轉備轉容量(10 Minute Spinning Reserve)：由能在 10 分鐘內提供額外發電出力的運轉中機組提供。
- (2) 10 分鐘非旋轉備轉容量(10 Minute Non-Spinning Reserve)：由能在 10 分鐘內啟動併聯升載的未併聯機組提供。
- (3) 30 分鐘備轉容量(30 Minute Reserve)：可以由運轉中的機組或未併聯的機組提供，能在 30 分鐘內提供額外的發電出力。

上述三種備轉容量都是在日前市場運行，其邊際備轉容量成本包括備轉容量本身的費用和獲得該備轉容量單位所損失的機會成本。10 分鐘旋轉備轉容量的機會成本在即時市場支付，10 分鐘非旋轉備轉容量的機會會成本則在日前市場支付。

目前紐約 ISO 對備轉容量的要求是不得低於 1800MW，其中至少 600MW 必須為 10 分鐘旋轉備轉容量，10 分鐘總備轉容量至少 1200MW，而 30 分鐘備轉容量最多不超過 600MW，如圖 5-3 所示。

由於紐約電力系統從北部和西部進入紐約市和長島的電力潮流受到輸電界面的限制，因此除了上述的對整個紐約 ISO 控制區域的備轉容量要求外，還有地區性的備轉容量要求，如表 5-7 所示，以紐約 ISO 控制區域(NYCA)最

大發電機組的發電容量 1200MW 為備轉容量要求的參考指標，整個 NYCA 的備轉容量要求如下：

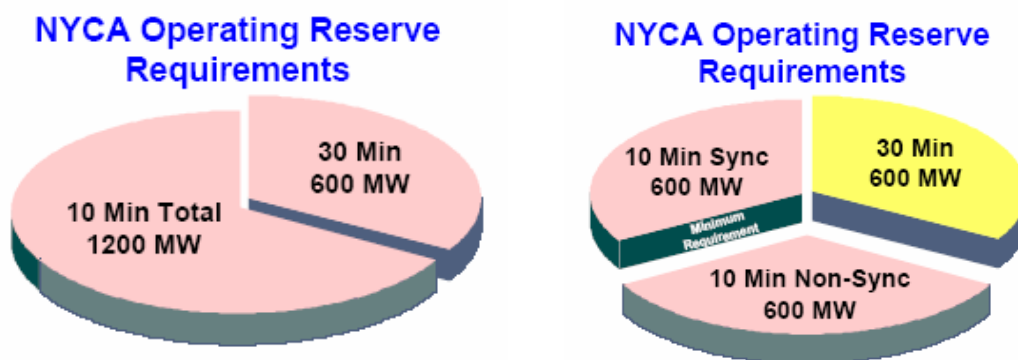


圖 5-3 紐約電力市場備轉容量的分配規定

- (1) 10 分鐘旋轉備轉容量：根據『NYS RC Operating Reliability Rules』的規定，10 分鐘旋轉備轉容量至少要大於或等於 10 分鐘總備轉容量的 50%，即 10 分鐘旋轉備轉容量至少 600MW。
- (2) 10 分鐘總備轉容量：根據『NYS RC Operating Reliability Rules』的規定，10 分鐘總備轉容量應等於最大發電機組的發電容量，即 10 分鐘總備轉容量為 1200MW。
- (3) 30 分鐘備轉容量：根據『NYS RC Operating Reliability Rules』的規定，30 分鐘備轉容量為 10 分鐘總備轉容量的 1.5 倍，即 30 分鐘備轉容量應為 1800MW。

表 5-7 區域備轉容量的要求

	New York CA	Eastern New York	Long Island
	A = most severe NYCA operating capability loss (1200MW)		
10 Minute Spinning Reserve	½ A = 600MW ( I )	1/4 A = 300MW ( IV )	1/20 A = 60MW ( VII )
10 Minute Total Reserve	A = 1200MW ( II )	1200MW ( V )	1/10 A = 120MW ( VIII )
30 Minute Reserve	1½ A = 1800MW ( III )	1200MW ( VI )	270-540MW ( IX )
<p>I. NYCA 10-minute spinning reserve is equal to at least one-half of the 10-minute total reserve. [NYS RC Operating Reliability Rules].</p> <p>II. NYCA 10-minute total reserve is equal to the operating capability loss caused by the most severe contingency under normal transfer conditions. [NYS RC Operating Reliability Rules].</p> <p>III. NYCA 30-minute total reserve is equal to one and one-half the 10-minute reserve necessary to replace the operating capability loss caused by the most severe contingency under normal transfer conditions. [NYS RC Operating Reliability Rules].</p> <p>IV. ENY 10-minute spinning reserve is based on the NERC requirement that operating reserves should be dispersed throughout and shall consider the effective use of such in an emergency, time to be effective, transmission limitations, and local area requirements. [NERC OP1]</p> <p>V. ENY 10-minute total reserve is based on Reliability Rules that require immediate measures (activation of ENY 10-minute reserves) be applied to bring loadings on an internal NY transfer interface to within limits in 15 minutes. [NYS RC Operating Reliability Rules].</p> <p>VI. ENY 30-minute total reserve is based on the NERC requirement that operating reserves should be dispersed throughout and shall consider the effective use of such in an emergency, time to be effective, transmission limitations, and local area requirements. [NERC OP1]</p> <p>VII. LI 10-minute spinning reserve is based on the NERC requirement that operating reserves should be dispersed throughout and shall consider the effective use of such in an emergency, time to be effective, transmission limitations, and local area requirements. [NERC OP1]</p> <p>VIII. LI 10-minute total reserve is based on the NERC requirement that operating reserves should be dispersed throughout and shall consider the effective use of such in an emergency, time to be effective, transmission limitations, and local area requirements. [NERC OP1]</p> <p>IX. LI 30-minute total reserve is based on ISO Reliability Rules that require the ability to restore a transmission circuit loading to Normal Operating Criteria within 30 minutes of the contingency. The LI 30-minute reserve requirement will vary from 270MW for off-peak hours to 540MW for on-peak hours. [NYS RC Reliability Rules]</p>			

紐約州東部地區的備轉容量要求如下：

- (1) 10 分鐘旋轉備轉容量：『NERC OP1』的建議，備轉容量必須分散，且須考慮緊急的使用效率、反應時間、傳輸限制及區域要求等因素。根據『NERC OP1』的要求，紐約州東部地區的 10 分鐘旋轉備轉容量等於最大發電機組的發電容量的 25%，即 10 分鐘旋轉備轉容量為 300MW。
- (2) 10 分鐘總備轉容量：根據『NYS RC Operating Reliability Rules』的規定，10 分鐘總備轉容量應等於最大發電機組的發電容量，即 10 分鐘總備轉容量為 1200MW。
- (3) 30 分鐘備轉容量：根據『NERC OP1』的要求，紐約州東部地區的 30 分鐘備轉容量為 1200MW。

長島地區的備轉容量要求如下：

- (1) 10 分鐘旋轉備轉容量：『NERC OP1』的建議，備轉容量必須分散，且須考慮緊急的使用效率、反應時間、傳輸限制及區域要求等因素。根據『NERC OP1』的要求，長島地區的 10 分鐘旋轉備轉容量等於最大發電機組的發電容量的 5%，即 10 分鐘旋轉備轉容量為 60MW。
- (2) 10 分鐘總備轉容量：根據『NYS RC Operating Reliability Rules』的規定，10 分鐘總備轉容量應等於最大發電機組的發電容量的 10%，即 10 分鐘總備轉容量為 120MW。

(3) 30 分鐘備轉容量：根據『NY-ISO Reliability Rules』的要求，30 分鐘備轉容量指在輸電線路偶發事故發生後 30 分鐘內恢復至正常情況所需的備轉容量，長島地區的 30 分鐘備轉容量為 270MW(離峰時段)~540MW(尖峰時段)。

在中東部輸電界面以東的地區，10 分鐘備轉容量的要求是 1000MW(包括至少 300MW 的 10 分鐘旋轉備轉容量)，此項備轉容量要求被稱為 Eastern Requirement。在 2002 年之前，東部 10 分鐘備轉容量的要求是 1200MW，因為 NY-ISO 與 ISO-NE 達成備轉容量分享的協議，使 10 分鐘備轉容量得以調降為 1000MW。由於長島和紐約控制區域的其他部分之間的限制，使得 NY-ISO 必須制定另一組備轉容量要求：至少 60MW 的 10 分鐘旋轉備轉容量，至少 120MW 的 10 分鐘總備轉容量，至少 540MW 的總備轉容量 (包括 10 分鐘和 30 分鐘)必須在長島。以上如圖 5-4 及圖 5-5 所示。

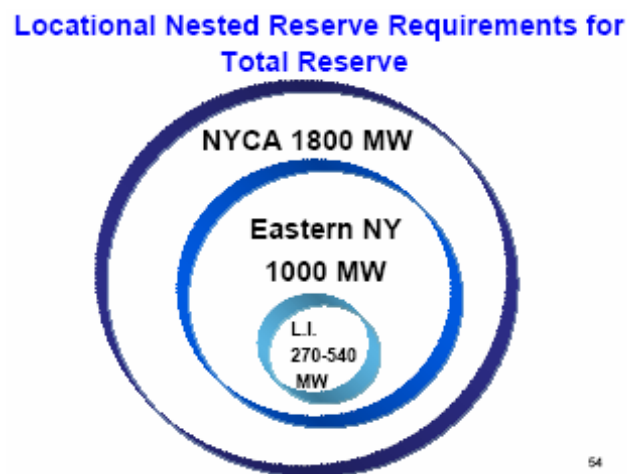


圖 5-4 地區性 30 分鐘備轉容量的要求

### Locational Nested Reserve Requirements for 10 Minute Spin

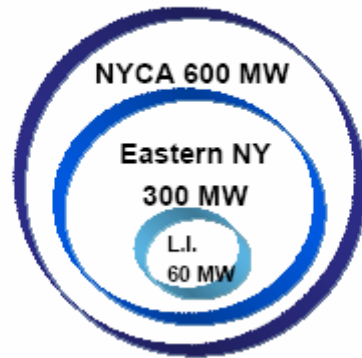


圖 5-5 地區性的 10 分鐘備轉容量的要求

2001 年 10 月， NY-ISO 根據備轉容量的要求標準，訂定以地理位置為基礎的備轉容量價格，使 NY-ISO 成為北美地區第一個採用根據地理位置的備轉容量價格的調度中心，備轉容量價格在紐約西部、紐約東部和長島地區均有所差異，這項創新作法不僅反映輸電限制對備轉容量的影響，同時給予備轉容量提供者有效的經濟誘因與激勵，與節點電價相同，均符合『使用者付費』的基本邏輯。

### 5.3.2 AGC 市場

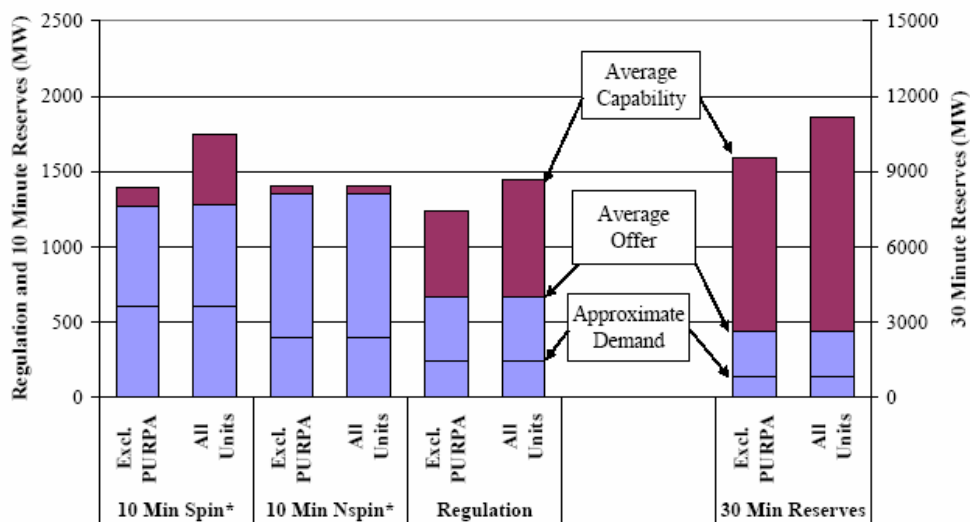
AGC 機組的目的是協助調整系統頻率，因此，在 NY-ISO 控制區域的任何節點購買 AGC 服務的效果均相同，因此與備轉容量市場不同，AGC 市場並不需要採用根據地理位置的定價方式。對於一台發電機而言，其所能提供的 AGC 容量是由其在 5 分鐘之內能夠增加的出力決定，亦可簡單以升載速率 (MW/Min)×5(Min)表示。此外，AGC 機組必須能夠收到且及時反應一組連續



的調度信號，機組在 1 小時之內的升載能力至少要達到機組容量的 1%。

### 5.3.3 備轉容量市場和 AGC 市場之運轉情況

除了紐約東部地區的 10 分鐘非旋轉備轉容量服務之外，在 NY-ISO 控制區域提供備轉容量和頻率響應都是非強制性的，如圖 5-6 所示為輔助服務的潛在供應能力與實際供應情形。根據過去的運轉經驗，發現 AGC 市場和 30 分鐘備轉容量的參與程度並不高，其主要原因係因為供給遠超過需求(4 種以市場模式進行運作的輔助服務之供應均超過需求的 2 倍以上)，其中，30 分鐘備轉容量的供應更是超過需求的 230%；紐約東部地區的 10 分鐘總備轉容量的供應超過需求 160%；AGC 和 10 分鐘旋轉備轉容量的供應超過需求 100%~170%。



\*Eastern side of the Central-East Interface only

圖 5-6 輔助服務的潛在供應能力與實際供應情形

充足的供應是競爭的基礎，因此需要多餘的供給才能確保市場機制的有效運作，如圖 5-7 所示 2002~2003 年紐約電力市場購買各種輔助服務成本的變化

情形，如圖 5-8 所示 2001~2003 年紐約電力市場購買備轉容量費用的變化情形，自 2001 開始，購買備轉容量的總費用基本上呈現持續下降的趨勢，其原因為以下幾點：

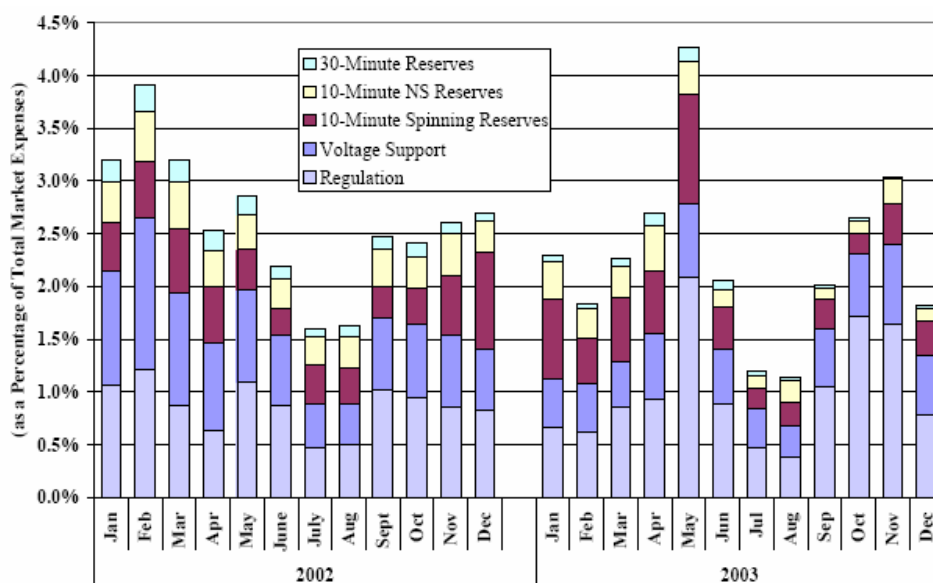


圖 5-7 2002~2003 年紐約電力市場購買各種輔助服務成本的變化情形

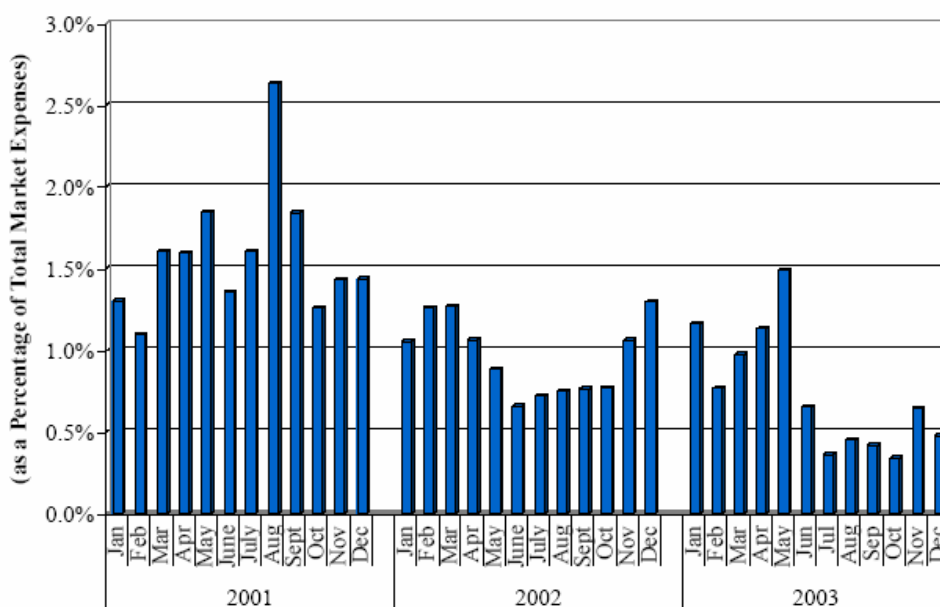


圖 5-8 2001~2003 年紐約電力市場購買備轉容量費用的變化情形

(1)NY-ISO 和 ISO-NE 達成的備轉容量分享協議，使得紐約東部地區的 10 分鐘備轉容量要求得以自 1200MW 調降為 1000MW。

(2)採用根據地理位置決定備轉容量價格的定價策略，該項定價策略使得紐約西部、紐約東部和長島地區的備轉容量價格有所差異，因此提供給各地市場參與者正確的價格信號。

(3)平衡市場評估(BME)模型的改進，使得當 30 分鐘備轉容量充足時不合理的備轉容量高價不再出現。

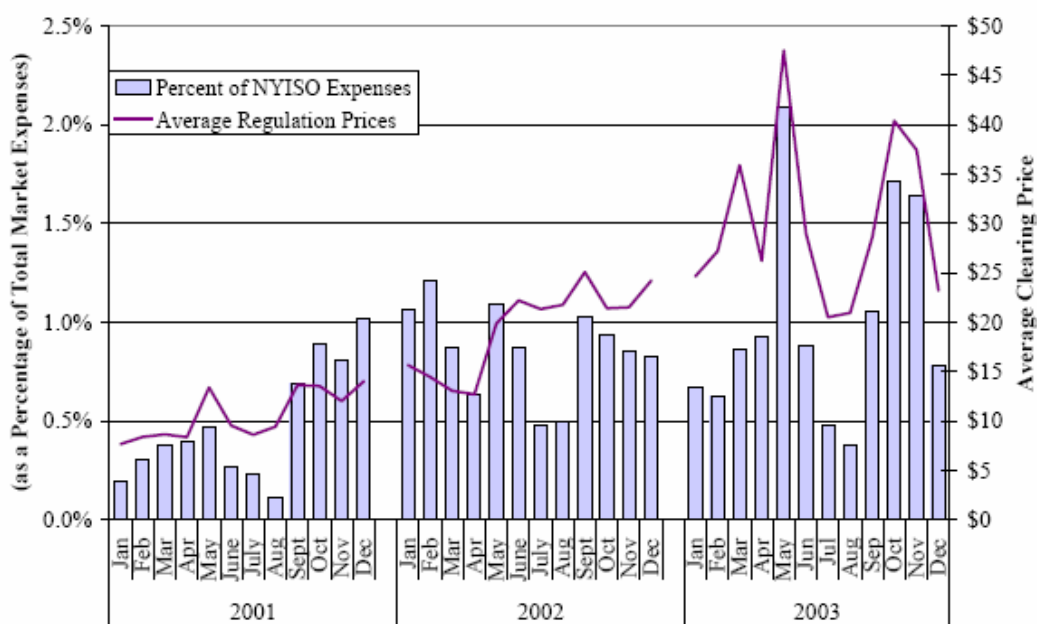


圖 5-9 紐約電力市場購買 AGC 成本和 AGC 市場出清價格 3 年走勢

如圖 5-9 所示為 2001~2003 年紐約電力市場購買 AGC 成本和 AGC 市場出清價格 3 年走勢，AGC 價格整體上呈現上升趨勢，其最主要的原因是：SCUC 和 BME 在 2002 年 5 月的一項改變，其的目的是考慮機組的最低發電出力對

該機組 AGC 下限的限制，特別是在非尖峰時段，這項改變降低某些機組的 AGC 能力，同時使得 AGC 上調容量和下調容量相同。AGC 價格整體上呈現上升趨勢的原因是 AGC 報價在非尖峰時段的報價有上升的趨勢。

#### 5.3.4 規劃中的備轉容量市場和 AGC 市場

NY-ISO 使用即時調度系統(RTS)，使得備轉容量和 AGC 市場發生巨大的變化，而促成日前市場和即時市場共同構成的多結算系統。AGC 服務提供者既可以在日前市場，也可以在即時市場遞交可用的 AGC 容量，但備轉容量服務提供者則只能在日前市場遞交可用的備轉容量。備轉容量和 AGC 的多結算系統會消除即時重新最佳化或購買替代服務等所產生的額外成本，同時提供激勵使服務提供者遵照調度命令運轉，同時附加費用也預期將有所降低。

日前備轉容量市場和即時備轉容量市場均採用根據地理位置決定市場出清價格，並且用的是所謂的影子價格(shadow price)，即包含機會成本的備轉容量服務價格。機會成本的補償是根據邊際機組的能量報價和備轉容量報價計算的，機會成本的補償=邊際得標機組的得標備轉容量×(能量市場出清價格-該機組在能量市場的報價)。

RTS 系統採用的另一項重要改變，使用備轉容量需求曲線，所有 9 個備轉容量限制(如圖 5-10 所示，整個 NY-ISO 控制區域的備轉容量要求、東部備轉容量要求、長島備轉容量要求等共 3 組，每組均有 10 分鐘旋轉備轉容量、10 分鐘總備轉容量及 30 分鐘轉備轉容量等 3 種備轉容量要求，共  $3 \times 3 = 9$  個備轉

容量要求限制)均採用備轉容量需求曲線作為需求側曲線。

## Reserve Requirements are Locational

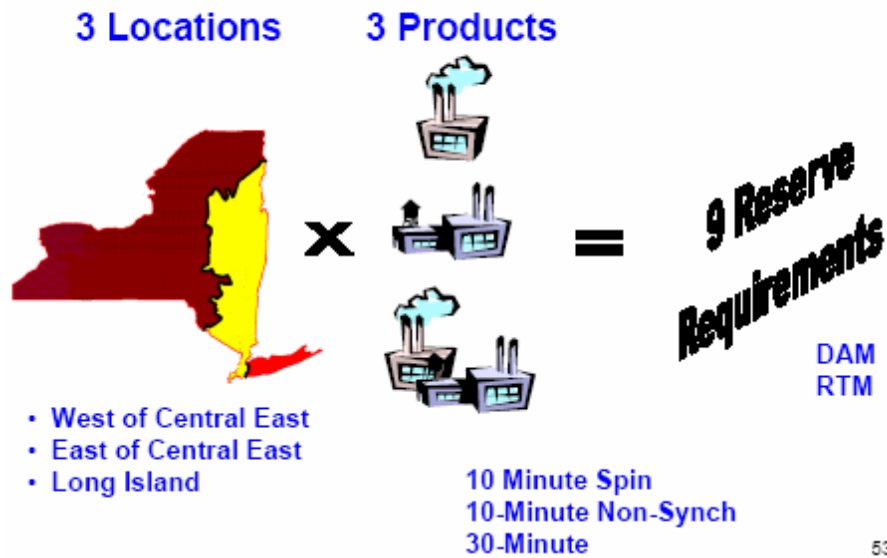


圖 5-10 9 個備轉容量限制

### 5.3.5 備轉容量短缺情形下的運轉

就電力供應而言，對已經被列入日前運轉計劃的負載，一般來說都不會改變其供電計劃及運轉狀態，總是儘可能地調度發電側的資源滿足負載側的需求，使系統發電量與用電量得以平衡。然而，在極其緊急的狀態下，例如系統備用容量不足以滿足系統能量及備轉容量的需求時，為了確保系統的穩定運轉與供電可靠，NY-ISO 勢必採取一些緊急因應措施。

在系統備轉容量短缺的情況下，第一優先採取的緊急因應措施是削減負載(即所謂的“限電”)。在 NY-ISO 控制區域所執行的負載削減，並不是依負載重要性的高低順序，由低而高依序執行，而是一種協議：負載和 NY-ISO 之間的一種協議。緊急需量反應方案(Emergency Demand Response Program，簡稱

EDRP)和特殊資源方案(Special Case Resource Program，簡稱 SCR)是最主要的兩種協議。參加 EDRP 的用戶，須在接獲 NY-ISO 通知後的 2 小時內自行削減一定量的負載，該用戶至少可以獲得 500 美元/MWh 的補償，實際獲得的補償為 Max(500 美元/MWh，即時能量出清電價)；參加 SCR 的用戶，NY-ISO 會在前一天通知用戶執行時間，用戶須在執行時間開始前 2 小時削減一定量的負載，該用戶得到的補償為 500 美元/MWh。

在系統轉備轉容量短缺的情況下，第二優先的措施是減少對相鄰控制區域出口電量或進口應急電量，與前項措施不同的是本項措施並不影響電價。

第三優先措施是放寬備轉容量要求，此時備轉容量可以被調度釋放出來並轉化為電量。10 分鐘備轉容量的價格即為短缺時的電價，自動轉換為 1000 美元/MWh(價格上限)。

## 5.4 新英格蘭電力市場

### 5.4.1 能量及輔助服務市場概述

#### 1、市場設計與構成

新英格蘭電力市場包括以下幾個部分[3]、[10]-[14]、[17]、[20]：

- (1) 能量市場
- (2) 自動發電控制(AGC)
- (3) 10 分鐘旋轉備轉容量(簡稱 TMSR)
- (4) 10 分鐘非旋轉備轉容量(簡稱 TMNSR)

(5) 30 分鐘運轉備轉容量(簡稱 TMOR)

(6) 可用容量市場

(7) 裝機容量市場

只有前 5 項會影響到即時市場的運轉決策，但除了能量市場之外，其他 6 項都屬於輔助服務。能量市場是電力市場中最主要的部分，能量報價一般指提交出一個價格(美元/MWh)，這個報價必須包括其整個容量範圍，容量是以小時為單位的模擬報價；自行排程發電(Self-Scheduled)的報價設為零。

自動發電控制(AGC)即為調頻容量服務，係指能夠使新英格蘭 ISO 控制區域的能量供應與負載變化之間得以保持平衡的容量，並使其符合 NERC 和 NPCC 的頻率控制標準(CPS)。AGC 報價的形式是美元/每小時供應 AGC 服務。調頻容量在 AGC 的概念下，被稱為 Regulation，為 10 分鐘和 60 分鐘的發電出力(MW)反應的加權平均值。

TMSR 是指在運轉中的發電機組在 10 分鐘內能夠增加的發電容量(MW)或是在 10 分鐘內可以減少的電力負載(含抽蓄機組運轉在抽水模式時所消耗的功率)，TMSR 須至少能夠持續供應 30 分鐘，TMSR 的報價由市場參與者提交，報價形式為(美元/MW)。

TMNSR 是指非運轉中的發電機組在 10 分鐘內能夠啟動併聯而增加的發電容量(MW)或在 10 分鐘內可以減少的電力負載(含抽蓄機組運轉在抽

水模式時所消耗的功率)，且至少能夠持續供應 30 分鐘，以及其他有能力提供發電容量但在該時段內沒有被 ISO 調度的 TMSR 資源，TMNSR 的報價規則與 TMSR 相同。

TMOR 是指在 30 分鐘內能夠調度升載的備轉容量(MW)，包括 30 分鐘內能夠啟動併聯發電的非運轉中的機組，或在 30 分鐘內可以減少的電力負載(含抽蓄機組運轉在抽水模式時所消耗的功率)，並且至少能夠持續供應 60 分鐘，以及其他有能力提供發電容量但在該時段內沒有被 ISO 調度的 TMSR 或 TMNSR 資源。

#### 5.4.2 能量市場的統一出清價格程序

在新英格蘭電力市場中，市場參與者須提交次日每一個小時的能量和輔助服務報價，根據這些資訊，ISO-NE 運用統一出清價格的原理進行電力調度。統一出清價格的作法被視為可以使每日能量、備轉容量和調頻能量報價同時最佳化的調度與計劃，其相關的子系統必須和能源管理系統(EMS 系統)交換資訊，所以統一出清價格程序是一個報價、結算和能源管理的整合系統。

計劃和調度的目的是提供新英格蘭電力市場一個能量報價、調頻容量和安全運轉備轉容量之最佳解(包括同時滿足能量、頻率調整、發電和傳輸設備安全運轉容量的要求)。

計劃功能是預測到 1 小時後的能量、調頻容量和備轉容量報價的最佳



化，時間的範圍可以由調度員選擇和更改，但不能超過 48 小時。計劃的交易時段是除了當時的 1 小時之外的任一小時。

調度功能是每 5 分鐘自動執行一次，出清價格透過自動發電控制調整發電機組的運轉水平，並計算輔助服務市場的出清價格、AGC 以及 TMSR 市場的損失機會成本。

在 AGC 市場，調度的功能使得 AGC 的報價將會影響系統運轉條件和調頻容量報價高低的原則，同時提供調度員那些機組可以作 AGC 運轉。

透過執行此項功能，調度員可以作出安排機組是否執行 AGC 的理性決策。

#### 5.4.3 新英格蘭的 AGC 市場

新英格蘭電力市場 AGC 輔助服務是從 10 分鐘旋轉備轉容量(TMSR)中分離出來的一種輔助服務。輔助服務市場要求 AGC 機組能夠連續自動地響應系統頻率的變動、維持控制區內的電力供需之平衡，並滿足北美電力可靠性委員會(NERC)的技術標準。

FERC 要求在新英格蘭電力聯營的模式下建立輔助服務分類計價的電力市場，使得 AGC 輔助服務競價和電能競價一樣重要，且均由 ISO-NE 安排，兩者亦皆要求事先定價，同樣採用競價方式進行。

1、新英格蘭 AGC 輔助服務市場投標的基本要求：

- (1) 投標必須在每日 14:00 之前提交，以便在下一個調度週期加以實施。
- (2) 市場參與者(指發電公司)提供的 AGC 服務投標，按“美元/調度時段

(h)"，計算。

(3) AGC 投標依計劃調度週期(h)進行。

(4) 每一台發電機組必須進行單獨的 AGC 服務投標，每一台機組投標的 AGC 調整範圍最多可以有 4 個，每一個範圍均包括自動調整的上限 (AHL)、下限(ALL)及自動響應速率。

(5) 最小調節範圍要求必須在 10MW 以上，才能參與 AGC 服務的競標。

此外，如經 NEPOOL 地區市場運轉委員會認可，在 NEPOOL 控制區域以外符合條件的機組也可以提供 AGC 服務，此與 PJM 要求提供 AGC 服務的機組必須在 PJM 的電氣範圍內有所不同。

## 2. AGC 投標的確認與成本分析

在調度過程中所進行 AGC 投標的確認與計算分成以下三個步驟完成，簡要說明如下：

步驟 1 確定未參與 AGC 市場，但要被調度的機組之位置。

步驟 2 確認為維持調節邊界而須被逆序開機或停機的發電機組，並在模擬限制條件下計算該機組的運轉成本和應得的補償。

步驟 3 依 AGC 服務提供者的總成本作升冪排列。

首先，ISO 的 EMS 每 5 分鐘執行一次模擬調度，以確定各機組的調度期望運轉點(DDP)和即時電價(RMP)。模擬調度暫不考慮 AGC 的限制，為參與電能市場的各機組計算出一個期望的發電出力水準。其次，再模擬附

加成本，此項費用是由於機組在模擬調度運轉點上被逆序開機或停機所引起的。對具有多段投標範圍的機組(每段容量至少 10MW)，其在每一調整範圍內的調節容量和模擬調度成本，按以下順序進行計算：

(1) 計算 AGC 的調節能力。用 Reg 表示，它對合格機組的各個調節範圍都有效：

$$\text{Reg} = K \times 10 \text{ 分鐘響應} + (1-K) \times 60 \text{ 分鐘響應}$$

其中，10 分鐘響應 =  $\text{Min} [10 \text{ 倍的自動響應速率}, (\text{調整上限 AHL} - \text{調整下限 ALL})]$  = 兩者中的較小值

60 分鐘響應 =  $\text{Min}[60 \text{ 倍的自動響應速率}, (\text{調整上限 AHL} - \text{調整下限 ALL})]$  = 兩者中的較小值

K 為可調係數，可以衡量 10 分鐘和 60 分鐘的綜合響應情況，目前 K 值設為 0.8。

(2) 計算 AGC 機會成本的補償。AGC 的機會成本是指發電機在 DDP 以下被迫停機而給予的補償，補償費計算如下：

如果模擬調度機組的 DDP 在調節範圍之內或以下，則機會成本為 0；

如果模擬調度機組的 DDP 在調節範圍之上，則需補償的機會成本(LOP)為

$$\text{LOP} = (\text{DDP} - \text{AHL}) \times (\text{RTMP} - \text{DDP} \text{ 與 AHL 之間的 MW 投標價})$$

(3) 計算模擬調度附加費用(Uplift)。此項費用是對逆序開機以提供 AGC

的補償，僅在模擬調度運轉點低於實際調節範圍時有效，計算公式為

$$\text{Uplift} = (\text{ALL} - \text{模擬調度 DDP}) \times (\text{ALL 和 DDP 之間的電能投標價} - \text{模擬調度 RTMP})$$

- (4) 計算預期罰款。預期罰款適用於所有在調節範圍內電能投標價格發生過變動的機組。如果改變運轉點，無論是向上調整還是向下調整，只要超過 5 倍的自動調節速率都會使機組進入不同的投標運轉區間。預期罰款值為

$$\text{罰款} = \text{差價} \times (5 \times \text{動調節速率})$$

當模擬調度運轉點在±5 倍動調節速率範圍以內時，差價設定為 0。同時，將上調或下調運轉點預期罰款的較大值作為 AGC 投標時成本排序的依據。

- (5) 計算 AGC 投標的排序成本。AGC 投標的排序成本以“美元/Reg-h”為單位，其計算如下：

$$(\text{模擬調度的 AGC 費用} + \text{模擬調度的 AGC 的機會成本} + \text{模擬調度的附加費} + \text{預期罰款}) \div \text{有效的 Reg}$$

其中，模擬調度的 AGC 費用 = (AGC 投標價 × 有效的 Reg) + 評估的 AGC 服務費用

- (6) 依成本遞增順序排列調節範圍。但須注意：①在計算 AGC 排序成本時，如果某一機組因出力限制而沒被指定執行即時調度，其排序成本

中除只有模擬調度 AGC 費用外，其他各項費用均為 0；②對於出力限制而沒被指定做即時調度的機組，如果其運轉點在調節範圍之外，將被視為不能提供 AGC 服務。

### 3.AGC 輔助服務市場清算價格的確定

以 AGC 清算價格(美元/Reg-h)確定每一交易週期中提供 AGC 服務的機組之補償費用。AGC 清算價格的計算方法：

- (1) 每 5 分鐘依機組提供 AGC 服務的投標價(美元/Reg-h)，由低到高排列一次，以得到邊際價格。
- (2) 本交易時段(1 小時)結束後，取上述每 5 分鐘邊際價格的時間加權平均值作為 AGC 的市場清算價格。

AGC 服務每一交易週期(1 小時)結算一次。結算步驟如下：

#### 步驟 1 參與者的結算量

參與者之 AGC 服務的結算量包括兩部分：

- (1) 參與者每時所分配的結算量若未特別指定，則可依區域內 AGC 需量×參與者所承擔的電力負載的百分比加以確定，如果機組被指定為進相運轉，則不計算其造成的電能消耗；
- (2) 根據合約規定承擔另一參與者的全部或部分調整量時，其結算量的分配應做相應的修改。

#### 步驟 2 付給 AGC 提供者的費用

按提供 AGC 服務的每一機組分別支付費用，機組將得到三方面的收益：AGC 計時費用、服務費和機會費用。分別計算如下：

(1) AGC 計時費用，本時段執行 AGC 的時間(分鐘)/60×Regs×AGC 清算價格。

(2) AGC 服務費，本時段提供 AGC 服務的 MW 數×AGC 清算格價×Q

其中，Q 為 AGC 服務每一調節小時價(美元/Reg-h)換算成 MW 電價的轉換係數，目前暫為 0.4；

(3) AGC 的機會費用，結算用的 AGC 機會費用是每 5 分鐘 AGC 機會費用的時間加權平均值，如下所述：

a、在 RTMP 確定後，安排一次額外的模擬調度，此時忽略參加 AGC 的機組其上、下調節限制，同時為每台機組提供一個模擬調度 DDP。

b、若模擬調度 DDP 比實際調度點高時，則按以下公式計算：

AGC 的損失風險(MW)=模擬調度 DDP-以 RTMP 為基礎的  
DDP

AGC 的機會費用=(RTMP-AGC 損失風險的電能投標價  
格)×AGC 的損失風險(MW)

c、如果機組的模擬調度 DDP 等於或低於在實際電能市場中的運轉點，則 AGC 的機會費用為 0。

d、如果機組已達到運轉極限，不具備即時調度資格時，則其 AGC

機會費用將為 0。

### 步驟 3 向 AGC 服務購買者收取的費用

在 AGC 市場中，向 AGC 購買者收取的費用為以下兩項之和：

- (1) 給 AGC 提供者總費用的分攤額，支付給 AGC 提供者的總費用×  
購買者本時段的 AGC 結算量÷所有參與者 AGC 結算量的總和。
- (2) 所有附加費的分攤，由地區市場運營委員會確定額外的附加費以及 AGC 市場的相關費用。

### 步驟 4 確定所有參與者的總收入與總支出

此項不包括與市場有關的費用，從 AGC 購買者收取的總費用必須等於支付給 AGC 提供者的總費用。

## 5.5 德州電力市場的輔助服務

ERCOT 電力市場的成員包括電力用戶代表、上市電力公司、市政府局擁有的電力公司、農村電力合作社、水利管理部門、獨立發電公司、競爭性零售商和電力市場商。任何市場參與者(發電商、零售商、電力市場商)都必須先成為 ERCOT 的合格計劃體(Qualified Scheduling Entity, 簡稱 QSE), 或者透過一個 QSE, 才能進入 ERCOT 電力市場進行交易。只有合格計劃體才能向 ERCOT 提交能量計劃、能量報價、輔助服務報價以及與 ERCOT 進行結算。

### 5.5.1 輔助服務市場

輔助服務是為了提供系統充足的備轉容量，以確保電力系統供電安全和穩

定運轉。在 ERCOT 輔助服務由市場參與者(QSE)提供，統一由 ERCOT 調度。ERCOT 輔助服務市場(日前市場)為確保第 2 天的電力系統安全可靠運轉，提供下列 4 種輔助服務交易，包括調頻增量服務(Regulation Up Service，簡稱 URS)、調頻減量服務(Regulation Down Service，簡稱 DRS)、熱機備轉服務(Responsive Reserve Service，簡稱 RRS)和冷機備轉服務(Non -Spin Responsive Service，簡稱 NSRS)。除了合格計劃體(QSE)自備的輔助服務外，ERCOT 還需要在日前和調整階段開放輔助服務市場再購買一些輔助服務以滿足系統的可靠度要求[4]、[10]-[14]、[20]。ERCOT 市場中的輔助服務的徵購分為三個步驟：

步驟 1 在每日凌晨 6 點之前，ERCOT 根據的日前負載預測擬定次日的輔助服務計劃，標明次日每小時所需的各類輔助服務的需求量。然後，ERCOT 會根據各合格計劃體的歷史負載記錄，將這些需求量分攤到各合格計劃體。ERCOT 所使用的歷史負載記錄數據是各合格計劃體前一周的實際負載值。

步驟 2 各合格計劃體向 ERCOT 提交自行安排提供的輔助服務以及輔助服務報價。各合格計劃體自行安排的輔助服務既可以由本身所擁有的機組提供，也可以透過雙邊合約向其他合格計劃體購買，有些合格計劃體無法滿足其必須提供的輔助服務攤派量時，則可請求 ERCOT 在輔助服務市場為其購買其餘所需的量；若某些合格計劃體有充裕的輔助服



務容量時，可以對一種或多種輔助服務投標。

步驟3 ERCOT 每天開放日前輔助服務市場為次日的每一運轉時段購買各合格計劃體所需承擔之輔助服務的不足量。

ERCOT 在日前輔助服務市場為第 2 天的每個小時購買除各合格計劃體自行供給之外還需要的輔助服務。ERCOT 是依次購買輔助服務：先購買調頻減量服務(DRS)，再購買調頻增量服務(URS)，然後購買熱機備轉服務(RRS)，最後購買冷機備轉服務(NSRS)。每一種輔助服務的所有投標均按報價升序排列，ERCOT 從最低報價的投標起，按升序依次選擇最便宜的投標，直到購得所有輔助服務計劃所需的量。由於一個合格計劃體可能為同一容量針對不同的輔助服務進行投標，ERCOT 在為某一種輔助服務購買該容量後，會將其自其他的輔助服務投標中扣除，費用則由無法自行安排提供足額輔助服務需求量的合格計劃體負擔。ERCOT 為每一運轉時段的每一種輔助服務計算該服務的市場結算價格，亦即 ERCOT 為該時段購買該服務時所支付的最高價格。

在即時運轉時，系統根據頻率的變動情形，每 4 秒就調用一次調頻服務以控制機組的發電出力，進而達到維持系統頻率在標準範圍的目的。只有配置有自動發電控制設備的機組才能夠接收 EMS 系統發出的調頻服務調度指令並做出反應，以提供調頻服務。ERCOT 在日前徵購熱機備轉容量(RRS)，在即時運轉中調用熱機備轉熱容量(RRS)，以期能在幾分鐘內恢復因突發事件所造成較大幅度的系統頻率偏移。熱機備轉熱容量一般由運轉中且仍有餘裕出力

的機組提供，或是由低頻電驛自動卸載可啟斷負載提供。

冷機備轉容量則是由待機中或停機中但能在 30 分鐘內啟動並達到一定發電出力水準的機組提供；有些可啟斷負載在功能上相當於發電機組，也可以提供冷機備轉容量服務，這類的負載在 ERCOT 被稱為 LaaR (Load acting as a Resource，簡稱 LaaR)。ERCOT 在即時前階段調用冷機備轉容量，以確保即時運轉時的能量供需平衡並解決區域輸電壅塞問題。

### 5.5.2 機組預定服務市場

基本上，ERCOT 機組預定市場稱就是替代備轉容量服務市場(Replacement Reserve Service Market)，也就是其他電力市場中的可靠度機組預定服務市場(Reliability Unit Commitment Market)。在每日 18:00 之前，ERCOT 會根據合格計劃體的發電計劃、機組計劃以及 ERCOT 的中期負載預測等資訊進行機組預定分析，再根據分析的結果購買機組預定服務，以解決次日即時運轉時可能發生的系統安全問題，如區域間壅塞、局部壅塞及系統容量不足等；在運轉調整階段，ERCOT 也可能會根據情況的變化，購買更多機組預定服務。在 ERCOT 發布要購買機組預定服務的通知後的 30 分鐘內，各合格計劃體可以依據協議中的相關規定更新其能量計劃。ERCOT 會在發出通知後的 45 分鐘重新評估系統對機組預定服務的需求，然後在發出通知 1 小時後購買增加的機組預定服務(由待機機組提供)。根據 ERCOT 市場協議，機組一旦被徵用提供機組預定服務組，其合格計劃體就必須為該機組的容量向即時能量市場投

標，並確保機組在被選定機組預定服務的運轉時段處於運轉狀態。如果機組沒有運轉或是計劃在需要購買機組預定服務的時段內不運轉且沒有檢修維護計劃時，ERCOT 將主動認定該機組可以提供機組預定服務。ERCOT 根據合格計劃體提交的機組預定服務報價及機組的具體位置進行選擇合適的機組提供機組預定服務。

ERCOT 使用的機組預定分析軟體是一個考慮安全限制條件的機組預定最佳化程式( Security Constraint Unit Commitment，簡稱 SCUC)。SCUC 藉由一個最佳化程序為次日系統運轉中的區域間壅塞、局部壅塞和系統容量不足找到一個最佳化(最經濟)的解。SCUC 考慮的安全限制條件，包括以下 5 項：

#### 1.系統容量限制條件

即所有 QSE 自行安排的機組和機組預定服務市場購買的機組容量之總和，必須滿足系統負載預測及系統對調頻增量和熱機備轉容量輔助服務的需求。

#### 2.系統能量平衡限制條件

即所有 QSE 自行安排的機組和在機組預定服務市場購買的機組(包括負載資源)的出力總和必須與系統負載預測平衡。

#### 3.機組容量限制條件

即任何機組(包括負載資源)的出力必須在其最大容量與最低容量之間。

#### 4.機組時間限制條件

即必須滿足任何機組(包括負載資源)的最小運轉時間(Minimum Up Time)、最小停機時間(Minimum Down Time)和最短啟動時間(Lead Time)。

#### 5.線路容量和界面輸電容量限制條件

即根據 QSE 自行安排的機組出力、在機組預定服務市場購買的機組出力以及負載預測，計算出的線路或界面潮流必須滿足鐵路輸電容量和界面輸電容量的限制。線路輸電容量和界面輸電容量限制包括確保系統正常運轉方式下的限制和所有 N-1 偶發事故運轉方式下的限制。

SCUC 分為 3 個步驟，依序進行機組預定分析，茲說明如下：

#### 步驟 1 解決局部壅塞

在 ERCOT 系統中，由於某些特定的合格計劃體通常對於解決某一特定的局部壅塞具有關鍵性的影響能力，以致無法符合電力市場公平競爭的要求，因此 SCUC 在尋找局部壅塞的最佳解時，並不考慮機組的報價(Price)，而是考慮機組的成本(Cost)，以使為解決局部壅塞而購買的機組的成本總和最低。在 ERCOT 系統中，所有的機組都必須由其合格計劃體註冊並指定其類別，ERCOT 在其協議中規定各種不同類型機組的成本(Generic Cost)。在 SCUC 中考慮的機組成本，包括機組的啟動成本和機組運轉在最低出力點時的運轉成本。除了地點和容量大小的考慮之外，機組預定的選擇主要是比較機組的類別，步驟 1 的輸出結果是為解決局部壅塞而購買的機組。

ERCOT 將對這些機組提供的服務按照 OOMC 服務的規定進行結算。

## **步驟 2 同時解決系統容量不足和區域間壅塞**

在此步驟中，SCUC 對所有的機組預定服務報價進行比較，在確保系統安全運轉的前提下尋找最經濟的解。機組預定服務報價必須包含：機組名稱、機組容量、啟動報價、最小出力價格、投標時段和投標失效時間。對於沒有機組預定服務報價但可提供機組預定服務的機組，SCUC 會為其設置一個報價，此一報價是該機組的分類費用和一個調整因子的乘積。調整因子遠大於 1，其目的是儘可能購買有報價的機組。如果考慮了所有報價的機組也無法解決系統容量不足或區域間壅塞的問題，SCUC 會購買未報價機組並按 OOMC 服務(管制容量服務)結算，步驟 2 的輸出結果是為解決區域間壅塞或系統容量不足而購買的機組。步驟 2 結束後，ERCOT 的調度員會審閱前兩步驟的輸出結果，在批准前兩步驟的輸出結果之前，ERCOT 的調度員可以選擇取消前兩步驟中對某些機組的機組預定指令。

## **步驟 3 計算出機組預定服務的市價**

機組預定服務的市價，包括各區域間壅塞限制條件的影子價格和各壅塞區域的容量價格，除此之外，SCUC 在步驟 3 會向所有被選定

提供機組預定服務的合格計劃體發出機組預定指令。如果某合格計劃體的能量計劃導致或加重某區域間壅塞，則該合格計劃體須按該區域間壅塞的影子價格支付給 ERCOT 區域間壅塞費用，沒有準備足夠機組容量的合格計劃體也須按照市場價格向 ERCOT 支付費用。

如果 SCUC 無法收斂，即表示 SCUC 無法購買到足夠的機組預定服務容量滿足系統安全可靠運轉的需要，亦即無法解決系統容量不足的問題或無法解決區域間壅塞或局部壅塞的問題，此時 ERCOT 調度員就會強制要求某一些機組必須提供機組預定服務以確保系統安全可靠運轉，此種不考慮市場面和經濟面因素的強制指令被稱為管制容量服務(Out-Of-Merit Capacity，即 OOMC)。由於 OOMC 是由 ERCOT 根據系統實際情況，依其權責向合格計劃體發出必須執行的強制指令，而不是機組預定市場根據各合格計劃體的報價所尋找出來的最佳解，因此 OOMC 的結算是根據機組所屬類別的分類費用而不是該機組的報價進行結算。

## **5.6 加州電力市場的輔助服務**

### **5.6.1 輔助服務市場**

加州電力系統中定義的輔助服務有以下 6 種[5]、[10]-[14]、[20]：

- (1) 調頻備轉容量(Regulation Reserve)
- (2) 熱機備轉容量(Spinning Reserve)

(3) 冷機備轉容量 (Non -Spinning Reserve)

(4) 替代備轉容量(Replacement Reserve)

(5) 電壓支持(Voltage Support)

(6) 全黑啟動(Black Start)

其中，電壓支持和全黑啟動並不加入輔助服務市場，由加州 IS 簽訂定年度合約來滿足系統對電壓支持和全黑啟動的需求。在日前市場，加州 ISO 會根據負載和發電分配情形、線路容量、系統運轉歷史資料(實際和負載預測偏差、發電機或輸電線路突發性故障等)以及 WECC (West Electricity Coordinating Council, 簡稱 WECC)和 NERC(North American Reliability Council, 簡稱 NERC)有關系統運轉可靠度的標準規定等確定運轉日每小時對每種輔助服務的需求量。如有必要，加州 ISO 可以在管理委員會的同意下，藉由簽訂中長期合約以滿足其對替代備轉容量的需求。

加州 ISO 根據每一計劃協調公司在每個區域的負載比例分配其需要提供的輔助服務量。各計劃協調公司可以自行安排提供一定量的輔助服務，不足的量，再由加州 ISO 在輔助服務市場中為其購買，所需費用則依照一定的規定分攤給未完全自行提供輔助服務的計劃協調公司。如下表 5-8 所示，3 個 QSE 分配的輔助服務義務分別為 500MW、300MW、200MW；自行安排提供的輔助服務分別為 250MW、300MW、0MW；輔助服務不足量分別為 250MW、0MW、200MW；輔助服務投標量與投標價格分別為

100MW@15\$/MW、100MW@12\$/MW、400MW@10\$/MW。輔助服務投標與報價曲線如圖 5-11 所示，因為輔助服務不足量合計為 450MW，所以輔助服務不足量分別由 QSE-3 得標 400MW、QSE-2 得標 50MW，出清價格為 12\$/MW；3 個 QSE 必須支付的費用分別為\$3000、\$0、\$2400，3 個 QSE 可獲得的收入分別為\$0、\$600、\$4800，如表 5-9 所示，系統輔助服務費用收支平衡，總收入及總支出均為\$5400。

表 5-8 QSE 輔助服務之義務、投標報價與決標出清情形

QSE	義務 (MW)	自行安排 (MW)	不足量 (MW)	投標量 (MW)	投標價格 (\$/MW)	決標 (MW)
1	500	250	250	100	15	0
2	300	300	0	100	12	50
3	200	0	200	400	10	400
合計	1000	550	450	600	12	450

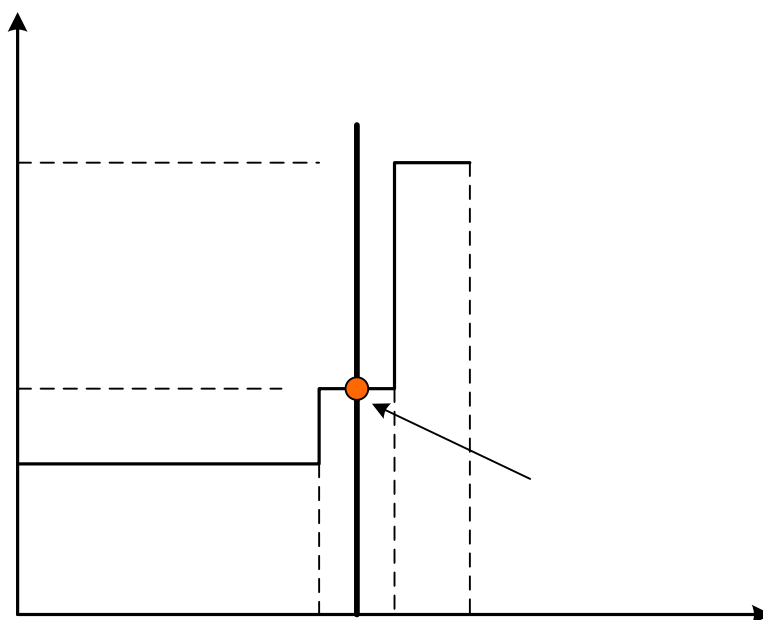


圖 5-11 輔助服務投標報價曲線



表 5-9 QSE 之結算情形

QSE	收入(\$)	支出(\$)
1	0	3000
2	-600	0
3	-4800	2400
合計	-5400	5400

註：負號表加州 ISO 必須支付費用給 QSE

在加州 ISO 市場中交易的輔助服務有以下 4 種：

- (1) 調頻備轉容量 由運轉中的機組提供，在即時運轉時，這些機組的自動發電控制設備(AGC)會自動調整機組的出力，以滿足系統能量平衡，使系統頻率穩定維持在標準的範圍內。
- (2) 熱機備轉容量 由運轉中的機組提供，在指定的出力範圍內，提供熱機備轉容量的機組必須能夠在 10 分鐘內升載至指定的發電出力，且必須能維持運轉在該指定發電出力至少 2 小時以上。
- (3) 冷機備轉容量 由在停機中且沒有計劃維修的機組提供。提供冷機備轉容量的機組必須能在 10 分鐘之內併入系統並能升載至指定的發電出力，且必須能維持運轉在該指定發電出力至少 2 小時以上。
- (4) 替代備轉容量 如果由停機中的機組提供，則提供替代備轉容量必須能在 1 小時內併入系統並能升載至指定的發電出力，且必須能維持運轉在該指定發電出力至少 2 小時以上。

### 5.6.2 輔助服務市場的運作

加州 ISO 輔助服務市場是使用投標競價取得其所需要的輔助服務，因此計劃協調公司必須提交輔助服務的投標報價，如果需要對一種以上的輔助服務進行投標，則計劃協調公司必須同時提交其所有輔助服務的容量報價。輔助服務市場根據各個輔助服務投標的容量報價，依其反應性能由高至低順序排列，加州 ISO 依次購買所需的輔助服務，即先購買調頻服務，然後再購買熱機備轉容量、冷機備轉容量，最後再購買替代備轉容量。然而，此種依反應性能由高至低依次購買的方法會導致所謂的『價格反轉(Price Reversals)』而產生負面鼓勵(Perverse Incentives)作用，即反應性能較高的輔助服務出清價格較低，反應性能較低的輔助服務出清價格反而比較勁高。加州 ISO 改進購買輔助服務的作法，就是儘量多購買低價格的高品質輔助服務替代低品質的輔助服務，以降低系統購買輔助服務的總成本。

各計劃協調公司提交的日前或小時前能量計劃，經過加州 ISO 的計算分析，如果不會導致區域間壅塞，則輔助服務市場對於輔助服務的購買將在全系統範圍內進行，每種輔助服務的價格全系統只有一個統一價格，加州 ISO 會按照每種輔助服務的全系統的統一價格與得標的計劃協調公司進行結算。

如果經過加州 ISO 的分析計算，各計劃協調公司提交的能量計劃會導致區域間壅塞，加州 ISO 將分別計算各區域各種輔助服務的需求量，輔助服務市場則按各區域的需求量分別在各區域進行輔助服務的購買，此時每一個區域的輔助服務價格就會有所差異。

### 5.6.3 日前的區域阻塞管理市場

計劃協調公司在前一日上午 10:00 之前向加州 ISO 提交平衡的能量計劃(發電量和用電量必須相等)，發電量包括自行的發電量以及透過雙邊合約向其他計劃協調公司購買的電量；用電量則包括本身的負載、損耗以及透過雙邊合約賣給其他計劃協調公司的電量。計劃協調公司另外還要向 ISO 提交參加日前壅塞管理市場的平衡能量增量競標報價。

在日前市場中，ISO 對於系統壅塞的管理主要是針對區域間的壅塞，即需確認所有日前提提交的能量計劃中的電力潮流不會造成區域間的傳輸壅塞。加州 ISO 對日前區域間壅塞管理是依『市場分離』的原則進行管理，其內容為：如果 ISO 需要調整任何一個計劃協調公司的能量計劃以協助解決壅塞時，必須不能破壞該計劃中原有的供需平衡，即 ISO 需同時調用其平衡能量增量和平衡能量減量投標，使其最後的能量計劃中之發電量和用電量仍然維持平衡。調整的原則是，那個計劃協調公司的平衡能量投標報價最低，即表示其給予該傳輸容量的價值最小，ISO 就先調整該計劃協調公司的能量計劃，然後，依序繼續調整下一個有最低平衡能量投標報價的能量計劃，直到壅塞解決為止，最後一個被調整計劃的平衡能量投標報價將決定該輸電壅塞的價格，每一個有計劃能量通過該輸電線路的計劃協調公司必須按此輸電壅塞價格向 ISO 支付壅塞費。ISO 將收到的壅塞費用按相關規定支付給擁有金融輸電權的計劃協調公司或者輸電公司。

在進行壅塞管理時，ISO 對於區域間輸電容量的分配是按種類、按順序進行的。加州 ISO 目前有四種容量分配等級，按優先權高低依次為：固定現有輸電權、新固定輸電權、有條件地提供的固定輸電權及用於其他用途的非固定現有輸電權。

如果沒有區域間壅塞發生，則 ISO 接受所有的能量計劃，該計劃即成為各協調計劃公司最後的能量計劃。如果有區域間壅塞發生，ISO 會先按比例削減使用非固定現有輸電權的能量計劃；如果壅塞繼續存在，則再按比例削減使用帶有附加條件的固定現有輸電權的能量計劃；如果壅塞仍然存在，就根據『市場分離』原則，依平衡能量增量及減量投標調用最經濟的平衡能量；如果所有的平衡能量投標均已調用，但壅塞仍無法解決時，則削減新固定輸電權的能量計劃；最後，如果壅塞仍然存在，則即會削減使用固定現有輸電權的能量計劃。

## 陸、需量反應

### 6.1 定義

在傳統的電力系統運轉中，普遍認為電力需求沒有彈性或者彈性很小，電力系統運轉的責任或義務就是不考慮發電的成本，以確保能夠滿足任何時候負載的需求，然而，這種作法不是一種市場化的作法。對於負載側而言，它無法反映對電能需求的價格彈性，只能被動的接受電價，如此，對用戶並不公平的；對發電端而言，要求其不考慮成本必須完全滿足負載需求，也是不合理。

需量反應是允許用戶在系統可靠度存在風險或者系統電力出清價格過高的時候削減用電量而能夠得到補償的一種機制。在尖峰時期削減用電量能夠緩解系統供電壓力提高系統運轉的可靠度。此外，對系統需求處於尖峰或電價偏高期間，用戶主動減少用電，因而獲得補償進而減少電費支出。

依美國能源部(Department of Energy, DOE) 2006年二月提報美國國會的『2005年能源法案報告』,有關需量反應(Demand Response)的定義如下：

『Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.』 [6]

依其說明，Demand Response是對電價及鼓勵措施的積極作為，運用於降低尖峰負載時的用電量或者系統備轉容量短缺時。在市場價格過高時，電力

用戶可以藉由參與Demand Response Program減少用電量，如此即可削減或抑  
低躉售市場價格至合理的電價；由於美國各電力公司對需量反應均採取獎勵  
機制或措施，在尖峰負載和供電能力不足的情形下，需量反應就成為一種減  
少系統運轉成本、確保系統穩定的有效工具；因此，電力系統調度員普遍均  
認為Demand Response Program是其確保系統安全穩定的重要工具。

## 6.2 需量反應的種類

Demand Response 依其參與者可獲得之補償分類，可分為：鼓勵型  
(Incentive-based demand response)與時間費率型(Time-based rates)；如依系統運  
用目的分類，則可分為：經濟型(Market-based pricing : Economical program)及  
緊急型(Reliability-driven : Emergency program)。每一種類型均數種不同的規劃  
方式[6]-[9]、[21]-[25]，簡列如下：

鼓勵型(Incentive-based demand response)：

- (1) 直接負載控制(Direct load control)
- (2) 可停電力(Interruptible/curtailable rates)
- (3) 需量要求買回方案(Demand bidding/buyback programs)
- (4) 緊急需量反應方案(Emergency demand response programs)
- (5) 容量市場方案(Capacity market programs)
- (6) 輔助服務市場方案(Ancillary-services market programs)

時間費率型(Time-based rates)：

- (1) 時間型(Time-of-use)
- (2) 尖峰電價型(Critical-peak pricing)
- (3) 即時電價型(Real-time pricing)

經濟型或市場型(Market-based pricing : Economical program) :

- (1) 時間電價型(Time-of-use pricing)
- (2) 即時電價型(Real-time pricing)
- (3) 需量競標型(Demand bidding)

緊急型(Reliability-driven : Emergency program) :

- (1) 可停電力(Interruptible rates)
- (2) 直接負載控制(Direct demand control)
- (3) 自願型(Voluntary)

### **6.3 預期需量反應的效益**

除了市場運作效率和市場聯繫性可以獲得大幅的改善之外，需量反應可以為參與者、電力市場及電力系統帶來多重且特殊的優點，根據美國能源部(DOE) 2006年二月提報國會的『2005年能源法案報告』，需量反應預期的效益如下：

#### **6.3.1 參與者的利益(Participant Benefits)：(可量化)**

參與者會根據其預期在財務上與運轉上可能的利益選擇參加各種『需量反應』方案，參與者預期的利益包括財務利益及可靠度利益，簡述如下：

- 1、財務效益 (Financial benefits)

參與者的財務利益主要來自在電價偏高時段的減少用電或將部分尖峰用電轉移至電價較低時段所產生電費節省及補償，相關財務補償的給付在各項需量反應方案中均有明確的記載；近年來發現，用戶參加需量反應方案後，其本身的用電效率亦有明顯的提升。

## 2、可靠度效益 (Reliability benefits)

大規模停限電可能導致用戶無預警、非自願性限電，與其所造成的巨額損失和社會成本相較，參與者自願削減用電可以因為協助系統避免發生大規模停限電而降低其無預警的停電損失並獲得合理的財務補償。

### 6.3.2 市場與系統的效益 (Market and System Benefits)：(可量化)

此為需量反應的主要政策目的，包括短期市場的影響、長期市場的影響、節省運轉與財務成本、系統可靠度的效益等，茲簡述如下：

#### 1、短期市場的影響(Short-term Market Impacts)

由於需量反應可促進系統用電效率提升，使得發電端的變動成本可以降低，特別是在批發電價過高時，需量反應可以削減或抑低躉售電價至合理的價格。短期市場的利益除了抑制尖峰時段的電價外，亦可降低對天然氣機組的依賴程度，進而減少天然氣價格的變動。

#### 2、長期市場的影響(Long-term Market Impacts)

長期市場的影響取決於：(1)需量反應能夠減少系統或區域尖峰負載的能力，進而減少或延緩發、輸、配電設施的新建；(2)調整用戶的負載模型，



進而使系統尖峰及基載容量產生相當程度的轉移。

### 3、節省運轉與財務成本(Operational and Capital Cost Saving)

對系統運轉人員、負載服務公司(Load Service Entity，簡稱 LSE)及配電公司而言，需量反應的效益除了減少輸配電投資的成本外，亦可降低發電成本。

### 4、系統可靠度的效益 (System Reliability Benefits)

在系統發生偶發事故時，系統調度員可以運用需量反應使系統快速回到事故前的狀態。

## 6.3.3 額外效益(Additional Benefits Created by Demand Response):(不易量化)

需量反應的額外效益不易量化，其效益的大小隨系統及區域負載特性而異，且亦常有所爭議，需量反應的額外效益包括：

#### 1、強化並健全零售市場(More robust retail markets)

#### 2、管理用戶負載的新工具(Additional tools to manage customer load)

#### 3、風險管控(Risk Management)

#### 4、市場執行效益(Market performance benefits)

#### 5、聯結躉售與零售市場(Linking wholesale and retail markets)

#### 6、可能的環境保護效益(Possible environmental benefits)

## 6.3.4 效益評估

1、EPRI：在加州降低 2.5%的尖峰負載大約可降低 24%的躉售電價；如降

低 10% 的尖峰負載則躉售電價大約降低一半。(Taylor Moore, “Energizing Customer Demand Response in California,” *EPRI Journal*, Summer 2001, 8.)

2、ICF Consulting Study：如果用戶能獲得尖峰時段的電價訊號並配合調整用電負載，則每年大約可以節省美金 40 億的系統運轉成本。(ICF Consulting, *Economic Assessment of RTO Policy*, prepared for FERC, February 2002)

## 6.4 美國各電力市場的需量反應計劃

### 6.4.1 需量反應資源的評估

根據 FERC 調查報告(FERC Survey)[6]指出美國各地區用戶需量反應方案潛在尖峰抑制用電量約為 29655MW，大約為全美國 2006 年夏季負載預估值 743927MW 的 4%，其中以 RFC (Reliability First Region，簡稱 RFC)區域的佔比最大，約為 24%，其次為 MRO (Midwest Reliability Organization，簡稱 MRO) 區域及 SERC (SERC Reliability Corporation，簡稱 SERC) 區域，佔比皆約為 16% 左右，如圖 6-1 所示為美國各地區用戶需量反應方案潛在尖峰抑制用電量的情形，工業用戶約佔全美的 32%、躉售需量反應方案約佔全美的 30%、一般用戶約佔全美的 20%、商業用戶則約佔全美的 16%。

躉售需量反應方案(主要由 ISO 及 RTO 提供)大部分來自 Electricity Reliability Council of Texas (ERCOT)、RFC 及 Northeast Power Coordinating Council (NPCC)等 3 個區域合計約佔 50% 左右，而最小的部分為 MRO 約僅佔 6%、SERC 約僅佔 5%；在 ERCOT、RFC、SERC 等區域，躉售需量反應方案

的尖峰抑制用電量的佔比分別為 80%、55%及 49%。

工業用戶的部分則主要來自 SERC 及 MRO 兩個區域，在 SERC 及 MRO 兩個區域，工業用戶參加需量反應方案提供的潛在尖峰抑制用電量的佔比分別為 73%及 57%。一般用戶參加需量反應方案提供超過 1000MW 的潛在尖峰抑制用電量的區域有 FRCC、MRO 及 RFC 等區域，在 FRCC 區域一般用戶提供的潛在尖峰抑制用電量的佔比高達 58%。

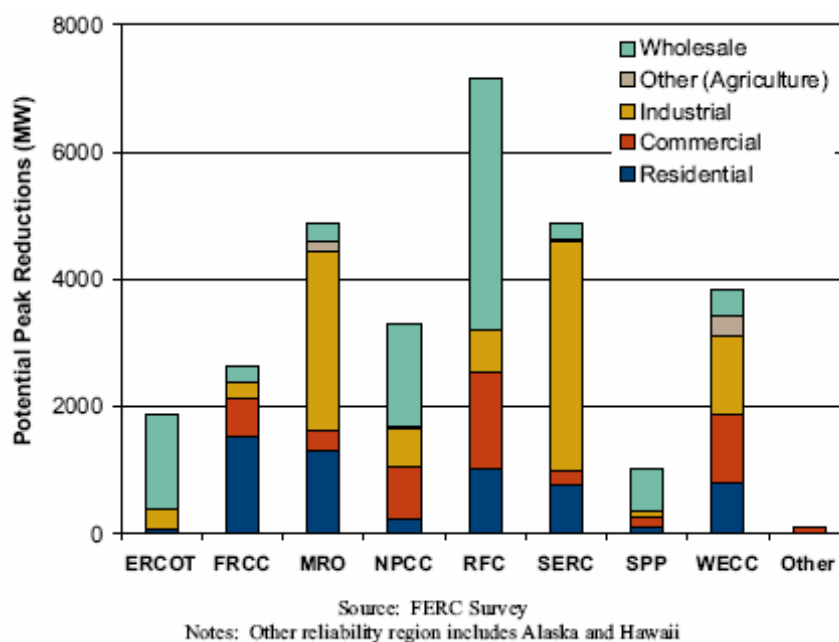


圖 6-1 美國各地區用戶需量反應方案潛在尖峰抑制用電量

如圖 6-2 所示為美國不同電業類型用戶需量反應方案潛在尖峰抑制用電量的分析情形，其中以民營電力公司提供的需量反應方案佔比最大，約佔全美需量反應資源的 44%，其後依序為 ISO 及 RTO 約佔 24%，電力合作社、聯邦及州立電力公司皆約佔 13%左右。在聯邦及州立電力公司的部分以工業用戶參加需量反應方案為主，約佔其 66%；電力合作社則以一般用戶及商業用為主，約佔其 43%。

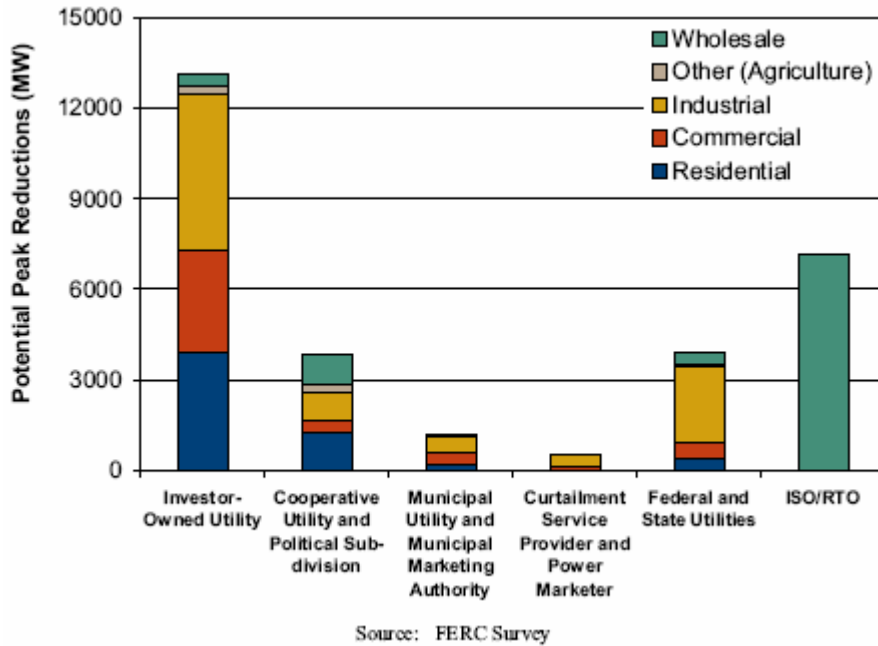
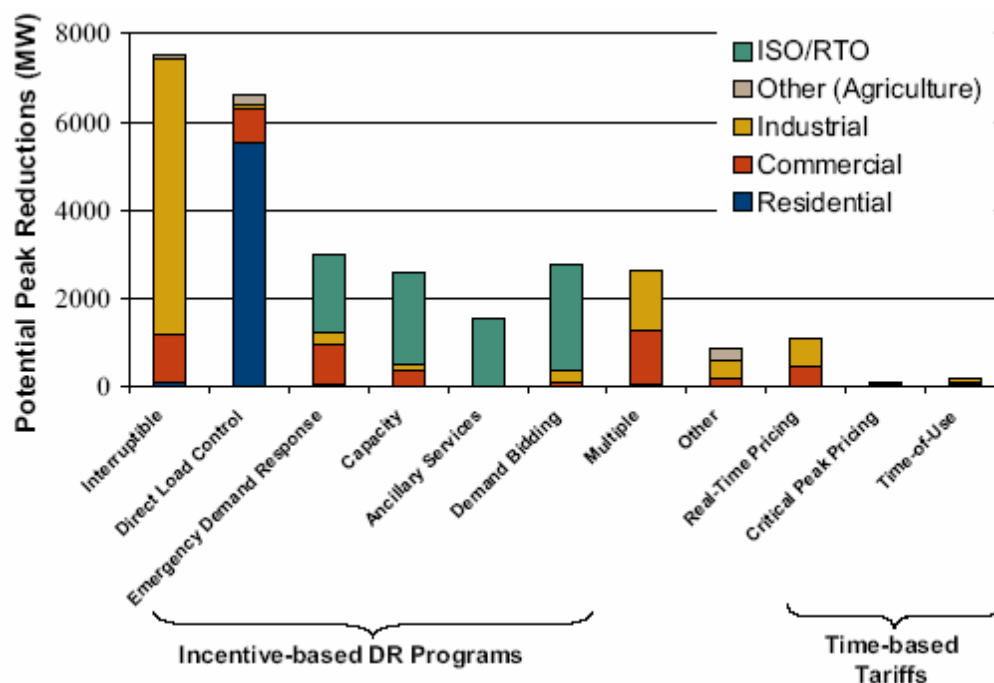


圖 6-2 美國不同電業類型用戶需求反應方案潛在尖峰抑制用電量

美國不同類型需求反應方案用戶潛在尖峰抑制用電量的統計情形如圖 6-3 所示，可停電力(Interruptible/curtailable rates)提供約 7504MW，約佔全美的 27%，主要的參加者為工業用戶約佔其全部的 84%；其次為直接負載控制(Direct load control)約可提供 6618MW，約佔全美的 24%，其主要的參加者為住宅用戶約佔其全部的 84%；輔助服務方案、容量市場方案、需求要求買回方案及緊急需求反應方案等均主要由 ISO 及 RTO 提供；然而，時間費率型的需求反應方案(包括時間型、尖峰電價型、即時電價型)僅約佔全美的 5%左右。

2005 年全美國在尖峰時段需求反應方案實際執行的抑制用電量約為 8716MW，各區域實際執行量與潛在可抑制電量的比較情形如圖 6-4 所示，由此可得到幾點簡單的結論：(1) 可停電力(Interruptible/curtailable rates)、緊急需求反應方案及直接負載控制(Direct load control)等，僅在系統發生緊急情況

時才會通知執行，但系統發生緊急情況的機率不高；(2) 經濟型需量反應方案的執行時機常受到電價的高低及其變動性的影響；(3) 需量反應方案的罰則會影響用戶參加的意願。

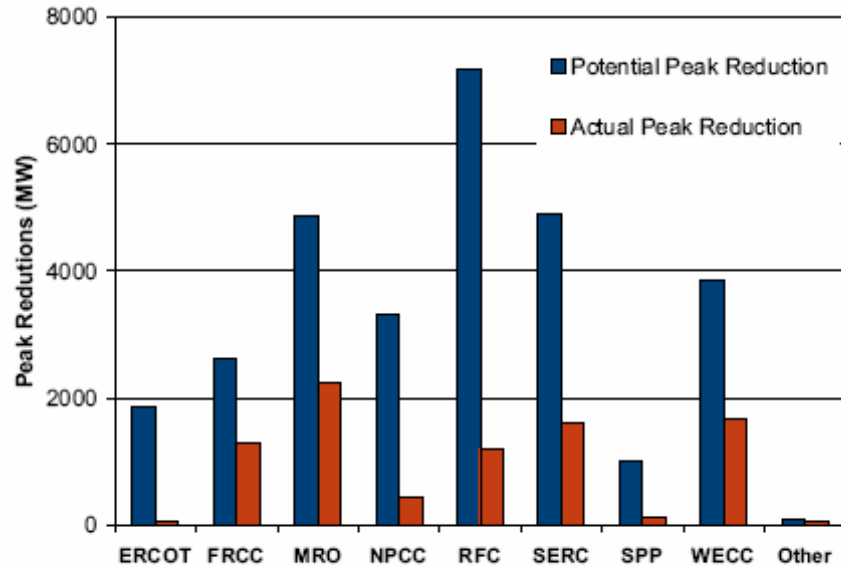


Source: FERC Survey

圖 6-3 不同類型需量反應方案用戶潛在尖峰抑制用電量

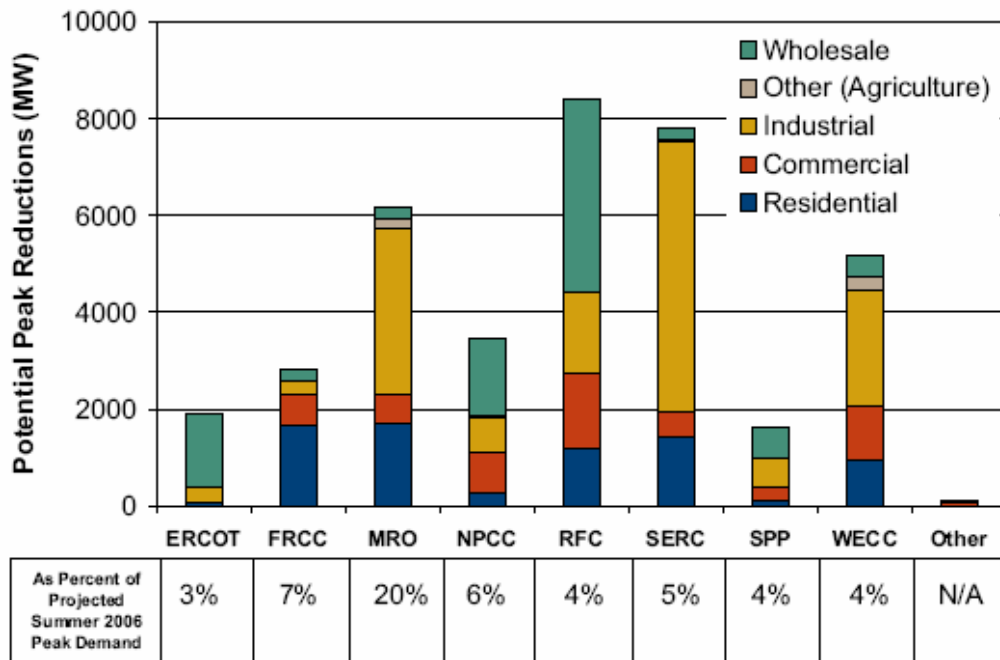
根據 FERC 調查報告(FERC Survey)及其他相關研究報告(EIA Form 861, ISO/RTO demand response program evaluations)，預估美國現有的需量反應方案在尖峰時段大約可以貢獻 37500MW 負載側資源的潛力(與本公司現有裝置容量 37371MW 相當)，約為美國 2006 年夏季負載預估值 743927MW 的 5% 左右；如圖 6-5 所示為預估各區域現有需量反應方案的貢獻度(與該區域 2006 年夏季尖峰負載預估值的百分比)，其中以 MRO 的百分比最高約為 20%，在 NERC 涵蓋的地區，需量反應方案的平均貢獻潛力約為其 2006 年夏季尖峰負載的 3~7%，其中以 RFC 佔全美的 22% 最高，其次為 SERC 佔全美的 21%、MRO

佔全美的 16%，3 個區域的需量反應方案的貢獻潛力範圍達到 6000MW~8000MW 以上。



Source: FERC Survey  
Notes: Other reliability region includes Alaska and Hawaii

圖 6-4 2005 年各區域實際執行量與潛在可抑制電量的比較情形



Source: FERC Survey  
Notes: Other reliability region includes Alaska and Hawaii

圖 6-5 FERC 預估現有的需量反應方案在尖峰時段的貢獻度

## 6.4.2 PJM 電力市場的需量反應計劃

PJM 的需量反應計劃分為緊急型和經濟型兩種需量反應計劃，茲分別說明如下[6]-[7]、[20]：

### 1、緊急型需量反應計劃

緊急型需量反應計劃是指參加者在系統緊急時自願削減負載，以得到合理的財務補償。PJM 緊急型需量反應計劃有兩種參與者，分別是區域內的發電機及可削減的負載。區域內的發電機無論是否與系統同步，只要能向電網供電，就有資格參加競標；可削減的負載，則是指參加者必須有能力在規定的時間內削減一定量的負載，所減少的負載必須是可以被量測和確認。緊急型需量反應計劃的參與者必須具備 PJM 會員資格，非會員不能直接參與，必須透過 PJM 會員才能參與需量反應計劃，此時該 PJM 會員則稱為縮減負載提供者(Curtailment Service Provider，簡稱 CSP)，參與者最少必須能夠削減 100kW 的負載，且在系統緊急時可以接受 PJM 的指令，參與者必須裝置測量設備以測量每小時的綜合電能，量測設備的最大誤差不得超過滿刻度的 2%，且需有一定程度精確度的要求或符合配電公司(Electrical Distribution Company，簡稱 EDC)的要求。所測量的負載削減量還必須考慮輸電和配電系統的損失，經過計算調整後，再由 CSP 提報給 PJM，PJM 再與 EDC 一同確認削減的負載量是否正確。

PJM 將會審查參加者是否還承擔其他合約的履約責任，如果存在其他

合約的履約責任，則需要適合的結算方式以避免違反既有的合約。如果終端用戶計劃運轉分散式發電機以供電給當地負載時，其亦可以參加緊急型需量反應計劃，但必須向 PJM 提交這些發電機的環保證明文件。

PJM 要求負載減量的數據必須在事後 60 天內提報，如果逾期則將不給予補償。測量的數據包括計劃開始前 1 小時以及計劃進行中每 1 小時的負載減量的數據，PJM 會將數據轉交給相關的 EDC 和 LSE。

用戶參與緊急型需量反應計劃將得到補償，該補償是根據實際的負載減量加上調整的輸電損失的和。PJM 規定負載減量時間至少為 2 小時，PJM 以即時的 LMP 或 500 美元/MWh 支付給參加用戶，支付金額為(測量的負載減量+輸電和配電損失)乘以  $\text{Max}(\text{該負載所在地的即時 LMP}, 500 \text{ 美元/MWh})$ 。支付金額將依對應時段市場買方各自在即時市場中購買高於在日前市場購買到的負載之大小比率分攤給各市場買方。ALM (Active Load Management)也可以參加需量反應計劃，但是它在參與 ALM 計劃期間，不能因為同時參與緊急型需量反應計劃而從中得到收益。

以一簡單案例說明緊急型需量反應計劃之實施過程，系統情況如下：

在前一天 22:30 PJM 在 OASIS (Open Access Same-Time Information System)上公告第二天需要的最大緊急發電容量。

運轉日當天 13:00 PJM 開始發布需要緊急發電容量的命令，並公布在



OASIS 及 PJM 網頁上。

轉運日當天 13：30 PJM 開始暫停對系統以外的地區出售能量。

轉運日當天 14：00 PJM 開始啟用最大緊急發電容量，並開始購買緊急容量，同時執行緊急型需量反應計劃。

轉運日當天 18：00 PJM 取消並開始停最大緊急發電容量，減少緊急購電，並停用緊急型需量反應計劃。

某一用戶有 500kW 的負載，其中 150kW 可以在 1 小時內停用以配合系統緊急狀態的需要。在 14：00 時，該用戶獲得通知：PJM 已經開始執行緊急型需量反應計劃。於是，該用戶立即開始將停用部分負載以配合緊急型需量反應計劃；在 18：00 接獲通知：PJM 停用緊急型需量反應計劃。於是，該用戶又立即將停用的負載恢復用電。該用戶所獲得的補償如下表

6-1 所示：

表 6-1 用戶執行緊急型需量反應計劃的情形及所獲得的補償

時間	小時平均負載 (kWh)	負載變化量 (kWh)	小時平均節點價格 (美元 / MWh)	獲得的補償 (美元)
14：00	495	0	1000	0
15：00	467.5	27.5	1000	$(27.5/1000) \times 1000 = 27.5$
16：00	345	150	1000	$(150/1000) \times 1000 = 150$
17：00	348	147	800	$(147/1000) \times 800 = 117.6$
18：00	345	150	400	$(150/1000) \times 500 = 75$
19：00	420	75	300	0

由上表可發現，緊急型需量反應計劃是以開始前 1 小時(13：00~14：00)的平均負載為基準負載，需量反應計劃執行時段的負載減量均以此基

準負載減去該小時的平均負載，如果該用戶所在地區的節點電價高於 500 美元/MWh 時，則 PJM 會以負載減量× LMP 補償給用戶；如果該小時節點電價低於 500 美元/MWh 時，則以負載減量 x 500 美元/MWh 補償給用戶。

## 2、經濟型需量反應計劃

PJM 的經濟型需量反應計劃是為鼓勵或刺激終端用戶或 CSP 在 LMP 很高時減少用電而設計，其可分為日前經濟型需量反應計劃(簡稱日前計劃)和即時經濟型需量反應計劃(簡稱即時計劃)兩種。透過即時計劃，有資格的 LSE 或 CSP 可以為終端用戶提供機會，或者本身就是 PJM 成員的終端用戶也可以選擇在即時能量市場減少負載，並以即時的 LMP 得到補償。而日前計劃是指參與者透過在即時運轉之前就減少負載，並以日前的 LMP 得到補償的計劃。

### (1) 即時經濟型需量反應計劃(簡稱即時計劃)

經濟型需量反應不是為了協助解決 PJM 系統緊急情況，而是基於 PJM 市場參與者的經濟決定。也就是說，市場參與者有權力決定在何種情況下才削減負載，其主要考慮的因素就是 LMP。為了確保對整個系統的控制，PJM 運轉人員必須知道在不同的價格水準下削減的負載量，這些數據以日為時間單位，終端用戶有責任將負載減量數據向 PJM 提報，數據資料應包括負載減少量以及在何種價格時減少該負載。參

與即時計劃的終端用戶可以選擇當 LMP 達到它們預先設定值就削減負載或是接受 PJM 的調度來減少負載。如果是前者，終端用戶或其代表(LSE/CSP)必須在負載減少的同時或提前1小時通知 PJM；但參加即時計劃的需量反應沒有資格設定 IMP，除非該負載削減直接由 PJM 測量。如果需要停止削減負載，終端用戶或其代表必須在削減負載結束的前1小時或同時通知 PJM。如果負載削減未直接被 PJM 測量時，終端用戶參與計劃時段的數據必須在事後的60天內提報，如果沒有在60天內提報，PJM 將不會對負載減量給予補償。測量數據必須包括計劃執行時段每小小時的數據。

對於參加即時計劃的終端用戶而言，負載減量為該小時計算得到的 CBL 減去該小時的實際負載。如果即時的 LMP 低於 75 美元/MWh，該終端用戶得到的報酬為負載減量乘以(LMP 減去零售電價)；如果 LMP 高於 75 美元/MWh 時，則其得到的報酬為負載減量乘以 LMP。如果負載減量是由 PJM 調度，則其得到的報酬將不能少於需量反應的報價，不足的部分由即時的運轉備用市場來支付。一個終端用戶或其代表在參與即時計劃後，在計劃執行期間，若負載少於該時段的 CBL 時，以當時的價格獲得收益，相反地，如果期間某些時段負載高於該時段的 CBL 時，則該負載要以當時的價格支付費用。但無論如何，該終端用戶的收益最多減少到零。結算方式如下：

$LMP < 75\text{US}\$/\text{MWh}$ 時

$$\text{Payment} = \text{負載減量} \times (\text{LMP} - \text{零售電價})$$

$LMP > 75\text{US}\$/\text{MWh}$ 時

$$\text{Payment} = \text{負載減量} \times \text{LMP}$$

支付給終端用戶的即時計劃費用，對於其中(LMP 減去零售電價)部分的費用，PJM 將會分攤給如果不實施該計劃，必須負責提供這些負載減量的 LSE。對於零售電價部分，將按該節點各 LSE 的負載比例分攤給各個 LSE。ALM 用戶也可以在 ALM 計劃期間參加即時計劃，但不能從即時計劃中得到報酬，除非負載減量超過 ALM 合約規定的數量，超過的數量將會得到經濟型需量反應計劃的費用支付。

## (2) 日前經濟型需量反應計劃(簡稱日前計劃)

PJM 將在日前市場接受終端用戶或其代表的需求減少報價(其最小單位為 0.1MW)，需求減少報價包括指明日前的 LMP 超過多少時，用戶將接受出清，並包括啟動費用和最少的負載減少間，需求減少報價有資格設定 LMP，可以視為發電機。終端用戶的需求減少報價被接受以後，如果日前的 LMP 低於 75 美元/MWh，將會被 PJM 以(LMP-零售電價)來支付，反之，則被用 LMP 支付。支付給終端用戶的費用不能少於其日前的報價，包括提報的開機費用，不足的額度由日前的運轉備用市場來支付。

與緊急需量反應計劃和即時計劃不同的是，如果雙端用戶均參與日

前計劃且均得標，但在即時運轉時卻無法提供應有的負載減量時，將會被要求支付費用，該項費用總額為該小時日前或即時的 LMP 兩者間較高者與計劃實施之缺額的乘積，再加上一部分相關的日前的運轉備用費用。

### (3) 需量反應邊際成本的估算

廠商在生產產品時，其邊際效益必須大於其邊際成本，才會進行生產活動。如果把終端用戶視為等效的發電機，因此它也具有最小停載時間(類似發電機的最小運轉時間)、停載成本(類似發電機的開機成本)。終端用戶可以減少負載用電以獲得收益，只要其用電負載的變動成本(零售電價)和固定成本(停載費用)在最短的負載停載時間(最小停載時間)能夠被收回。因此，唯有當用戶從 PJM 得到的邊際收益大於邊際成本時，用戶才會有動機參加需量反應計劃。用戶進行需量反應的邊際成本可以如下的公式計算：

$$\text{需量反應的邊際成本} = \left( \frac{\text{停載成本}}{\text{最小停載時間}} \times \frac{1}{\text{負載減少量}} \right) + \text{零售電價}$$

### 3、負載減量的計算

用戶參加緊急型需量反應計劃，其在計劃執行時段的負載減量為計劃開始前 1 小時的平均負載與計劃執行期間每小時平均負載的差，再考慮輸配電損失的減少效益，並加以適度計算調整。

參加經濟型需量反應計劃用戶的負載減量則是以該用戶在計劃執行期間某一小時的基準負載 CBL(Customer Baseline Load 簡稱 CBL)減去該小時的平均負載。有關 CBL 的計算，分為平日 CBL 值和假日 CBL 值。平日 CBL 值是用來反映終端用戶平日(星期一~星期五)的平均負載。計算步驟如下：

步驟 1 挑選能反映該用戶平日的用電需求的日子。首先取得自計劃執行日(即指 PJM 宣布減少負載而該終端用戶有資格參與的日期或終端用戶確實減少負載並提報給 PJM 以獲取補償的日期)之前 2 天起往前取 10 天負載的平均值，這 10 天須排除 NERC 定義的節日、週末、計劃執行日。

步驟 2 在步驟 1 挑選出的 10 天的基礎上，分別計算步驟 1 所挑選出的 10 天在計劃執行時段每個小時平均負載的平均值，然後再排除掉平均負載少於平均值 75% 的日子，並按步驟 1 再補進來新的日子，重新計算比較，如此反覆直到每天每小時的平均負載都高於平均值的 75%，在從中選出平均負載較高的 5 天，並計算其在計劃執行時段每小時的負載平均值，此即為每小時的 CBL。假日 CBL 值也依類似的為法求得。

因為終端用戶的負載大小會隨天氣變化，為了更精確的預估用戶在不參與經濟計劃時的負載基準，因此須將天氣的影納入考慮。為此，PJM 規

定，當終端用戶或其代表(LSE/CSP)加入經濟型需量反應計劃時，它要決定是否要應用氣候靈敏度調整 WSA (Weather Sensitive Adjustment)以調整計算 CBL。用戶可以選擇在夏季(5~10 月)或冬季(11~次年 4 月)使用 WSA，或兩者同時都使用，但每年只能有一次選擇機會。PJM 要求終端用戶不能同時註冊參加緊急型需量反應和經濟型需量反應計劃。

#### 4、結算案例

##### 案例 1：用戶參加即時計劃[15]

假設某一終端用戶參加即時計劃，該終端用戶的負載服務企業為 LSE1，其所連接的節點上還有另外兩個負載服務企業 LSE2 和 LSE3，這三個負載服務企業在該終端用戶參加計劃時，該段時的負載分別占總負載的 66.67%，16.67%，16.67%。該終端用戶的負載大小為 25MW，零售報價固定為 35 美元/MWh，其可以減少 5MW 的負載，最小停載時間為 6 小時，停載費用為 1500 美元。

該用戶參與即時計劃的邊際成本為 $(\frac{1500}{6} \times \frac{1}{5}) + 35 = 85$  美元/MW，該用戶預測在 12:00~18:00 即時的 LMP 將大於 85 美元，於是決定在即時市場削減負載，它在開始削減負載的前 1 小時通知 PJM。如下表 6-2 假設三種情況，然後分別進行結算。

##### 情況 1：

終端用戶通知 PJM 後，在即時只減少負載 4MW，且即時電價低於預

估電價，此時 PJM 將支付給該用戶(即時節點電價-零售電價)×實際負載減少= $(40-35) \times 4 = 20$  美元，同時 PJM 將向 LSE1 收取 20 美元。

表 6-2 用戶參加即時計劃之假設三種情況

情況	計劃減少量(MW)	實際負載減少量(MW)	實際邊際節點電價 LMP(美元)
1	5	4	40
2	5	4	90
3	5	0	90

情況 2：

即時的 LMP 高於預測電價，PJM 將支付給該用戶即時節點電價×實際負載減少= $90 \times 4 = 360$  美元，其中 (即時節點電價-零售電價)×實際負載減少= $(90-35) \times 4 = 220$  美元的部分，PJM 將會向 LSE1 收取，另外的 140 美元由三個 LSE 按照負載比例分攤。

情況 3：

該終端用戶通知給 PJM 將要削減負載，但實際卻沒有執行，用戶並不需要承擔責任。

案例 2：用戶參加即時計劃，但由 PJM 調度[15]

同一個終端用戶，假設它參加即時市場後，決定在即時市場接受 PJM 的調度。該用戶的報價是 87 美元(>85 美元)。PJM 預測在 12:00~18:00 時 LMP 將會高於 87 美元，於是調度該負載減少 5MW 的負載，如下表 6-3 為另外 3 個假設情況：



表 6-3 用戶參加即時計劃，但由 PJM 調度之假設三種情況

情況	計劃減少量(MW)	實際負載減少量(MW)	實際邊際節點電價 LMP(美元)
4	5	4	40
5	5	4	90
6	5	0	40

情況 4：

即時 LMP 低於用戶報價，PJM 需支付該用戶報價×實際負載減少  
 $=87 \times 4 = 348$  美元，同時 PJM 向 LSE1 收取(即時節點電價-零售電價)×實際  
 負載減少 $= (40-35) \times 4 = 20$  美元。另外的 328 美元將從運轉備用市場中收取。

情況 5：

即時的 LMP 高於用戶報價，PJM 將支付給用戶(即時的 LMP×實際負  
 載減少) $= 90 \times 4 = 360$  美元，另外 PJM 會將其中的(即時節點電價-零售電價)×  
 實際負載減少 $= (90-35) \times 4 = 220$  美元分攤給 LSE1，其餘部分將按各 LSE 負  
 載比例分攤給各 LSE。

情況 6：該終端用戶未隨調度而削減負載，但它無須承擔責任。

情況 1~情況 6 彙整如下表 6-4：

表 6-4 用戶參加即時計劃之情況彙整

情 況	用戶參加即時計劃			用戶由 PJM 調度		
	1	2	3	4	5	6
邊際成本(美元)	85	85	85	85	85	85
即時 LMP(美元)	40	90	90	40	90	40
實際減少量	4	4	0	4	4	0
支付給 CSP(美元)	20	360		348	360	
向 CSP 收取(美元)						
向 LSE1 收取(美元)	20	220+93.3		20	220+93.3	
向 LSE2 收取(美元)		23.34			23.34	
向 LSE3 收取(美元)		23.34			23.34	
運轉備用市場收取(美元)				328		

### 案例 3：用戶參加日前計劃[15]

假設某一用戶參加日前計劃，其用戶所在節點有 3 個 LSE，該用戶由其中之 LSE1 服務。該用戶消耗 0.5MW 的電能，其零售電價為 35 美元/MWh，其參加計劃的負載減量為 0.5MW，最少停載時間為 8 小時，停載費用為 175 美元。用戶的邊際成本為  $(\frac{175}{8} \times \frac{1}{0.5}) + 35 = 78.75$  美元/MWh，該用戶預測在運轉日 12:00~20:00 時的即時 LMP 將高於 78.75 美元，於是決定在日前市場提交報價，表示如果日前市場的 LMP 高於 78.75 美元時，願意減少負載 0.5MW。

假設日前的 LMP 為 80 美元(高於報價)，於是該報價出清，PJM 將支付給終端用戶或其代表  $80 \times 0.5 = 40$  美元，PJM 將向 LSE1 收取(日前的 LMP-零售電價) $\times$ 負載減少  $= 45 \times 0.5 = 22.50$  美元。另外的 17.50 美元將分攤給各個 LSE。與前面不同的是，報價出清以後，該終端用戶就有責任在即時依報價數量削減負載，如果未減少負載(如情況 3 及情況 4)，將被要求支付費用，該費用為即時 LMP $\times$ 出清負載削減量計算。總結如下表 6-5 所示。

表 6-5 用戶參加日前計劃之情況彙整

	日前調度	情況 1	情況 2	情況 3	情況 4
邊際成本(美元)	78.75	78.75	78.75	78.75	78.75
即時 LMP(美元)	80	85	45	85	45
實際減少量	0.5	0.5	0.5	0	0
支付給 CSP(美元)	40	40	40	40	40
向 CSP 收取(美元)				42.5	22.5
向 LSE1 收取(美元)	22.5+11.67				
向 LSE2 收取(美元)	2.92				
向 LSE3 收取(美元)	2.92				

### 6.4.3 紐約電力市場需量反應方案

#### 1、需量反應方案的種類

在紐約電力市場中有三種需量反應方案，分別是：緊急需量反應方案 (Emergency Demand response program，簡稱 EDRP)、特殊資源方案 (ICAP Special Case Resources Program，簡稱 ICAP-SCR) 及日前需量反應方案 (Day-Ahead Demand Response Program，簡稱 DADRP)，其中緊急需量反應方案及特殊資源方案屬於可靠度型需量反應，由 NY-ISO 指令控制；日前需量反應方案 (DADRP) 則為經濟型需量反應，由用戶根據市場的價格訊息自行決定是否參加競標。DADRP 報價方式與其他資源一樣，如果 DADRP 在市場中得標，則 LSE 必須在得到調度指令後執行得標的負載減量，其獲得的補償為負載減量×日前出清價格。有關三種需量反應方案的比較，如下表 6-6 所示：

表 6-6 三種需量反應方案的比較

方案	市場	容量要求	通知時間	中斷時間	結算	罰則
EDRP	緊急 能量 市場	須大於 100kW	2 小時前通 知	至少 4 小 時	Max(報 價，即時 市場邊際 價格)	沒有
ICAP-SCR	ICAP 市場	須大於 100kW	前一日預 定，2 小時 前通知	視系統需 要	Max(報 價，即時 市場邊際 價格)	僅對減 量不足 的部價 進行處 罰
DADRP	日前 市場	須大於 1MW	前一日上 午 5：00 提 報，運轉日 中午通知	根據提報 內容	Max(報 價，日前 市場邊際 價格)	Max(日 前市場 邊際價 格，即時 市場邊 際價格)

## 2、紐約電力市場需量反應方案之應用經驗

根據紐約電力市場的運轉經驗發現：EDRP 和 ICAP-SCR 對市場提供大量的負載側資源，但 DADRP 卻僅提供了相當有限的可中斷負載。需量反應方案基本是在系統緊急時才會被使用，在 2003 年，一整年當中 EDRP 和 ICAP-SCR 只被使用過一次，是在 8 月 15、16 日在北美大停電後的復電期間。當時，登記的 EDRP 負載有 954MW，登記的 ICAP-SCR 負載有 757MW，即 EDRP 和 SCR 總共可以提供 1711MW 的需量反應資源，執行時間分別為 8 月 15 日 14 小時和 8 月 16 日 8 小時，平均負載減量則分別為 800MW 及 470MW，調度上述需量反應資源的成本分別為 5,550,000 美元及 1,800,000 美元，8 月 15 日 EDRP 反應率為 48%，ICAP-SCR 反應率為 46%；8 月 16 日 EDRP 反應率為 19%，ICAP-SCR 反應率為 39%。基本上，反應率是指在高負載情形下的反應率，一般來說，EDRP 反應率在 50% 左右，ICAP-SCR 反應率則在 90% 以上，造成 8 月 16 日反應率偏低的原因主要是大停電後工業負載尚未完全恢復以及 8 月 16 日恰為星期六所致，因此負載會較週一~週五偏低。下表 6-7 為 2004 年 5 月 4 日紐約電力市場需量反應方案之比較。

表 6-7 2004 年 5 月 4 日紐約電力市場需量反應方案之比較

RIP/CSP Type	EDRP (MW)	ICAP-SCR (MW)	DADRP (MW)
15 Aggregators	42.5	512	0
2 Individual customers	0	2	8
9 LSEs	16.2	309.9	46.5
8 Transmission owners	580.3	156.9	322.4

#### 6.4.4 新英格蘭電力市場之需量反應方案

新英格蘭 ISO 設計需量反應方案的目的是為了要提高系統運轉可靠度、降低系統電價的波動、提高市場側對價格信號的反應速率。在 2002 年，新 ISO-NE 和 NEPOOL 為了防止停電並使電價穩定，提出了兩項需量反應方案分別為可靠度反應方案及價格反應方案。基本上，NEPOOL 的成員都參加這兩項需量反應方案。ISO-NE 依照這些參與成員實際的負載削減量給予補償，而這些大用戶則會再依其與零售用戶簽訂的合約以及零售用戶實際的負載削減量支付費用給予補償。近年來，這些方案已成功促使市場參與者、供電商、電力公用事業單位，以及其他的電網用戶積極的督促商業用電和工業用電用戶在用電高峰期間削減用電量。可靠度反應方案應用於即時市場，可以分為即時 30 分鐘需量反應(Real-Time 30 Minute Demand Response Program)、即時 2 小時需量反應(Real-Time 2 Hour Demand Response Program)及即時量變曲線反應(Real-Time 2 Hour Demand Response Program)等三種；價格反應方案則又分為即時價格反應方案(Real-Time Price Response Program)及日前負載反應(Day-Ahead Load Response Program)。可靠度反應方案與價格反應方案之相關內容如表 6-8 所列，簡要說明如下：

可靠度反應方案任何個別用戶或用戶群均可參加，但最低的減載量必須高於 100kW，且停電時間至少 2 小時，由 ISO-NE 於系統備轉容量短缺時發布通知，並同時利用 internet 通訊系統發布通知，參加的用戶必須在 30 分鐘內

或 2 小時內執行削減負載(用戶在登記參加時即需作選擇)，可靠度反應方案的容量補償(\$/kW)依根據 ICAP 市場價格給予補償，能量補償費率則依反應時間而定，30 分鐘需量反應的能量補償費率為 0.5\$/kWh 或即時電價，取兩者中之較大者作為補償費率，2 小時需量反應的能量補償費率為 0.35\$/kWh 或即時電價，取兩者中之較大者作為補償費率。

表 6-8 可靠度反應方案與價格反應方案之相關內容

種類	可靠度反應方案	價格反應方案	
	即時需量反應與量變曲線反應	即時價格反應	日前負載反應
參加資格	任何個別用戶或用戶群	任何個別用戶或用戶群	必須是登記參加即時價格反應或可靠度反應的用戶
最低減載量	100kW	100kW	100kW
通知方式	由 ISO-NE 發布通知，同時利用 internet 通訊系統發布通知	當預估躉售電價將高於 0.1\$/kWh 時，由 ISO-NE 發布通知	在日前市場得標的需量反應，由代表參加用戶的市場參與者在預期要執行負載減量之前一日的下午 4:00 前通知
反應時間	30 分鐘內或 2 小時內，用戶在登記參加時即需作選擇	自願性，由參加用戶自行決定	價格偏高時才執行
能量補償費率	30 分鐘：Max(0.5\$/kWh, 即時電價) 2 小時：Max(0.35\$/kWh, 即時電價)	Max(0.1\$/kWh, 即時電價)	Max(用戶報價, 日前市場結算價格)
執行期間	至少 2 小時	上午 7:00~下午 6:00	用戶可於報價時指定最小減載時間
月容量補償 (\$/kW)	根據 ICAP 市場價格補償	沒有	沒有
電表規範	5 分鐘數據，可透 Internet 系統傳輸資料；但小時數據可適用量變曲線反應	小時數據	小時數據
監測與確認	電表的數據必須傳送到 ISO 接受監視與確認	電表的數據必須傳送到 ISO 接受監視與確認	電表的數據必須傳送到 ISO 接受監視與確認

即時價格反應方案亦是任何個別用戶或用戶群均可參加，但最低的減載量必須高於 100kW，執行期間為上午 7:00~下午 6:00，由 ISO-NE 於預估躉售電價將高於 0.1\$/kWh 時發布通知，反應時間由參加用戶自行決定，因屬自願性質，故僅有能量補償，沒有容量補償，能量補償費率為 0.1\$/kWh 或即時電價，取兩者中之較大者作為補償費率。

日前負載反應方案則必須是登記參加即時價格反應或可靠度反應的用戶才能參加，最低的減載量必須高於 100kW，參加用戶可於報價時指定最小減載時間，並由代表參加用戶的市場參與者在預期要執行負載減量之前一日的下午 4:00 前通知；僅有能量補償，沒有容量補償，能量補償費率為用戶報價或日前市場結算價格，取兩者中之較大者作為補償費率。

參加可靠度反應的用戶，在接受 ISO-NE 的指令後，在 30 分鐘內，必須能夠依照規定的容量削減用電量。用戶每個月依照 30 分鐘備轉容量(TMOR)的小時出清價格進行結算，此項費用視為備轉容量費用的一種。且此種需量反應的資產可以作為容量市場的保證金，用戶可以依規定使用裝機容量或者在雙邊交易中進行交易，並依據實際停電的小時數，用戶可以得到一筆依市場能量出清價格(MCPE)x 壅塞因子(CM)x 實際的負載削減量(MW)的補償金額(Payment)，即  $Payment = MCPE \times CM \times MW$ ，壅塞因子(CM)視地區壅塞程度而定，例如在波士頓和 NEMA 壅塞因子為 2.16,康涅狄格的西南地區則是 1.61，佛蒙特州壅塞因子為 1.99，新英格蘭的其他地區壅塞因子均為 1。

參加價格反應方案的用戶在接到 ISO-NE 指令執行減少負載後，必須在規定的時間內自動執行削減用電量。一般削減用電指令的發布是在 ISO-NE 預測到能量市場出清價格將高於 100 美元以上時才發布。用戶依據實際削減的負載量(MW) × 市場能量出清價格(MCPE)獲得補償，即  $P=MCPE \times MW$ 。

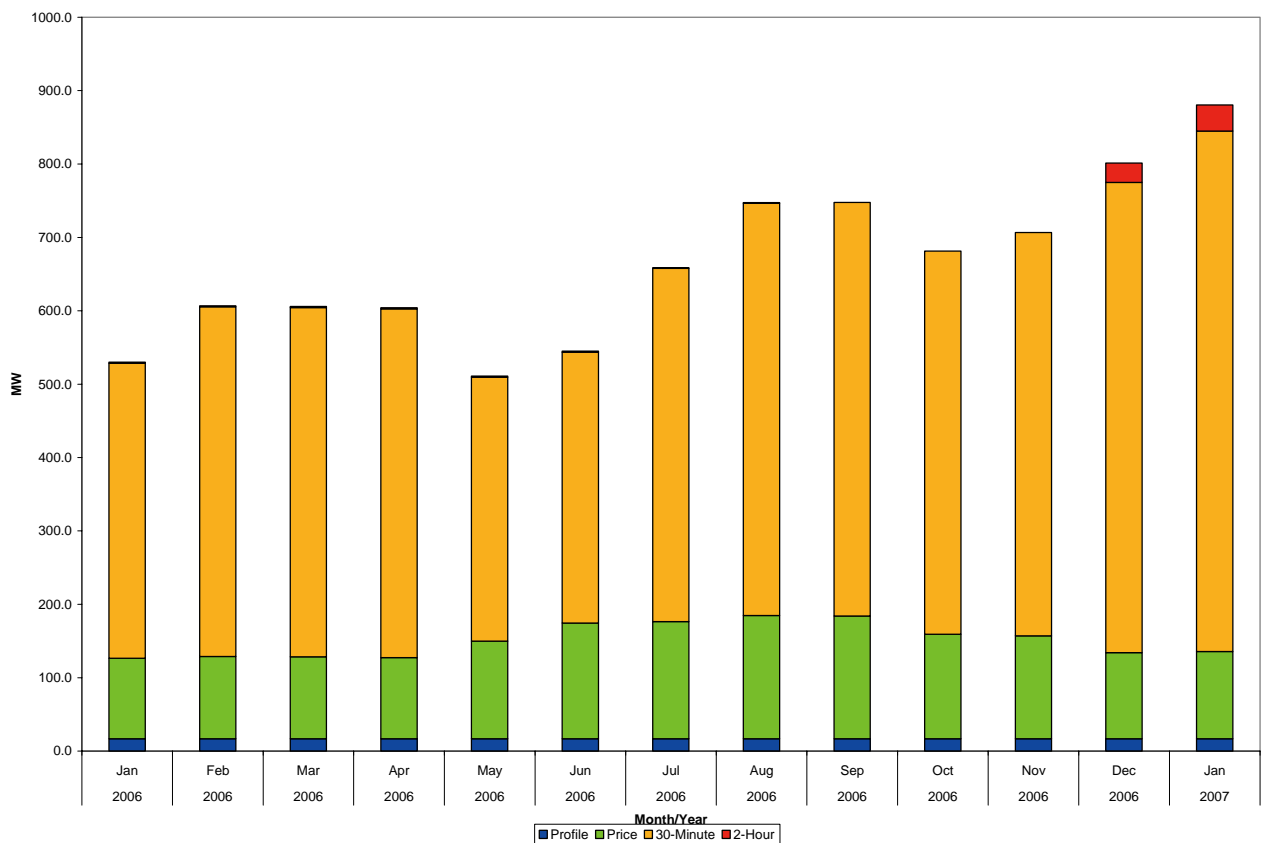


圖 6-6 2006.01~2007.01 新英格蘭電力市場各項需量反應方案的分配情形

新英格蘭電力市場實施需量反應方案以來，依其運轉經驗發現：用戶大多希望參加價格反應方案，以期在尖峰或電價格偏高期間，藉由主動減少用電以獲得補償進而減少電費支出；ISO-NE 則希望增加可靠度反應方案的容量，以確保系統運轉安全。但有趣的是：可靠度反應方案卻很少被執行。以 2002 年夏天為例,新英格蘭總共執行了 12 次價格需量反應方案(6.26、7.3、7.23、



7.30、7.31、8.5、8.13、8.14、8.15、8.19、9.10、9.17)，但同一時期可靠度反應方案確沒有執行過。圖 6-6 為 2006 年 1 月~2007 年 1 月新英格蘭電力市場各項需量反應方案的分配情形。

#### 6.4.5 ERCOT 電力市場之需量反應方案

在 ERCOT 電力市場中有三種需量反應方案，分別是：Voluntary Load Response、Balancing Up Load (BUL)及 Load Acting as a Resource (LaaR)。茲說明如下[19]、[25]：

##### (1) Voluntary Load Response

參加的用戶可以根據市場價格信號或在尖峰時段自行決定削減用電的程度，同時可以從 ERCOT 市場獲得滿意的金融補償；由於屬於自願性質，因此參加的用戶未執行削減用電時也沒有罰則。

##### (2) Balancing Up Load (BUL)

ERCOT 於 2003 年 9 月開始 BUL，參加的用戶必須透過 QSE 正式向 ERCOT 提交以削減用電的方式提供能量平衡的投標，由 ERCOT 決定並通知執行削減用電，此時參加的用戶可以同時得到兩種不同型式的補償，分別為能量補償與容量補償。能量補償是根據用戶實際的負載削減量，依能量平衡市場的能量出清價格(MCPE)給予補償；容量補償則依冷機備轉容量市場的容量出清價格(MCPC)給予補償，這一項額外的補償，儘管用戶沒有被通知執行削減用電提供冷機備轉容量，也能獲得容量補償，但參加的用戶因故未執行削減用電時必須支付罰款。

### (3) Load Acting as a Resource (LaaR)

LaaR 係藉由參加的用戶削減用電以提供系統備轉容量滿足系統安全上的需求，所以用戶必須經過實際的測試驗證合格後才能參加 LaaR，並須安裝低頻電驛(59.70Hz 自動卸載)或於接獲通知時於 10 分鐘內執行削減用電。參加的用戶必須透過 QSE 進入 ERCOT 的輔助服務市場，LaaR 的負載削減量視為發電機組增加的發電出力，所以參加的用戶可以同時得到能量補償與容量補償，若用戶因故未執行削減用電時則必須支付罰款。

表 6-9 需量反應參加輔助服務市場的情形

型式	電表要求	指令運用	補償方式	執行時間
Responsive Reserves	遙測及 IDR 結算電表	市場參與者或 ERCOT	MCPC MCPE	電驛(瞬間)或 10 分鐘
Non-Spinning Reserves				30 分鐘
Replacement Reserves				由能量平衡市場決定
Regulation			須符合功能要求	
Balancing Energy Markets			MCPE	
BUL	IDR 結算電表	ERCOT	MCPC MCPE	10 分鐘(全額補償) 70 分鐘(部分補償)
Voluntary Load Response	與 REP 簽訂合約方式處理	Retail Electric Provider (REP)	MCPE	依合約規定
OOMC	遙測電表	ERCOT	依 OOMC 規定	依 OOMC 規定
OOME			依 OOME 規定	依 OOME 規定

目前，在 ERCOT 電力市場有 12 項輔助服務，其中有 8 項與需量反應

方案有關，如表 6-9 所列。又 ERCOT 規定熱機備轉容量不得低於 2300MW，其中的 50%可以由 LaaR 提供，由於需量反應方案實施效果良好，使得工業用戶都非常積極投入 LaaR 的競標，並要求 ERCOT 提高熱機備轉容量由 LaaR 提供的百分比。也由於 LaaR 實施的成功，使 ERCOT 平安度過 2006 年 4 月 17 日系統備轉容量不足的危機。

## 6.5 美國需量反應之應用情形

根據『2005 年能源法案』的要求，美國聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulation Commission，簡稱 FERC)於 2006 年 8 月完成的『Assessment of Demand Response & Advance Metering』[6]調查報告，茲將美國需量反應之應用情形簡述如下：

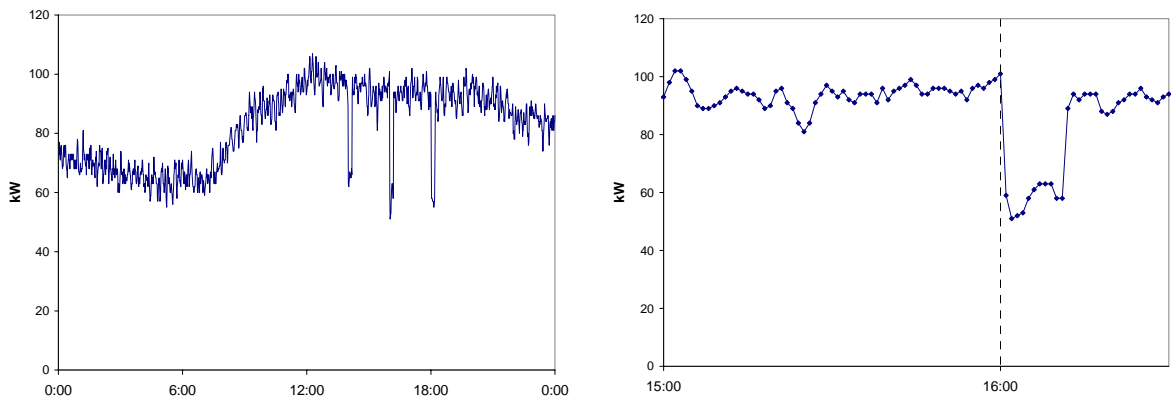


圖 6-7 直接控制用戶的空調系統

### 一、鼓勵型(Incentive-based demand response)

#### 1、直接負載控制(Direct load control)

全美目前有 234 家電力公司推行 Direct load control 方案，主要是控制用戶的空調系統及熱水系統，如圖 6-7 及圖 6-8 所示，其中以 Florida Power & Light 的方案規模最大，計有 740570 用戶參與該公司的 Direct load control 方案。



#### DigLog Motel Energy Management System Provides Spinning Reserve



1. 80 room Howard Johnson motel
2. 1 minute revenue metering
3. Pager deployed spinning reserve
4. 34kW, 36% load drop in 1 minute

圖 6-8 直接負載控制提供備轉容量

## 2、可停電力(Interruptible/curtailable rates)

Demand Response 的範圍介於 200kW(California)~3kW(American Electric Power-Ohio)，參與的用戶(以工業用戶為主)必須在接獲指令內 30~60分鐘內操作完成，違反合約規定則須受處罰，每年執行的次數與時間均有上限，以AEP-Ohio為例，執行時間每季不得超過50小時。DR之使

用限制：基本上，由電力公司與參加用戶的合約決定，以舊金山地區的Energy Coalition提供的Business Energy Coalition方案為例，限制每一事件執行DR不可超過5小時，每天限制一次，一個月限制5次，一年限制不超過100小時。於spinning reserve 短缺、預測舊金山溫度超過78°F、區域緊急事故或CAISO預估負載超過43000MW時，由CAISO通知啟用；系統全停電時，DR之使用時間則不受限制。

### 3、需量要求買回方案(Demand bidding/buyback programs)

本方案允許參與的用戶以固定電價計費，當躉售電價偏高時配合減載可以得到更高的財務補償，因此亦吸引許多用戶的興趣。最好的案例為ISO-NE的Real-Time Response Program，參與的用戶配合降載時可以當時的市場結算價格作為財務補償。

### 4、緊急需量反應方案(Emergency demand response programs)

適於尖峰期間備轉容量短缺時或尖峰電價過高時，參與的用戶屬於自願性質(可獲得能量費率，而沒有容量費率)，所以沒有罰則，當被通知減載時，參與的用戶亦可以選擇放棄補償而不執行**EDRP**，因此，願意配合執行的負載量必須先確定。由於，補償的能量費率很高，所以吸引許多工業用戶的參與，其中以New York ISO的應用情形最為成功，在2002年7月30日成功地應用EDRPU大幅降低尖峰負載及即時電價，如圖6-9所示。

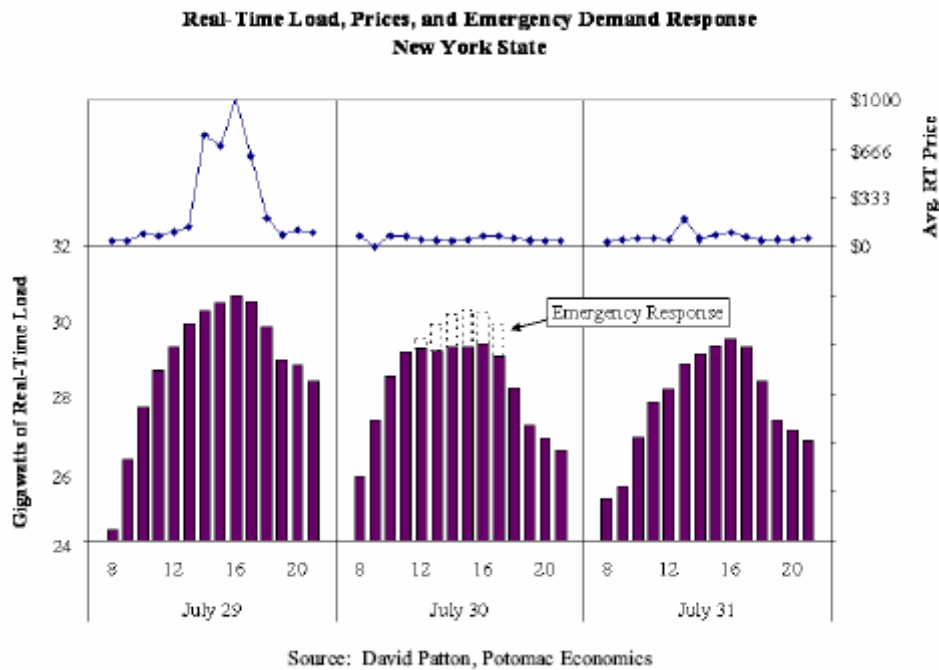


圖 6-9 2002.07.30 NY-ISO 應用 EDRPU 大幅降低尖峰負載及即時電價

## 5、容量市場方案(Capacity market programs)

容量市場方案類似保險的概念，於系統發生偶發事故時使用，用戶被通知執行時，即須在規定時間內減少預先指定的負載量，沒有執行須受處罰。以New York ISO的Special Case Resources program為例，參與的用戶之最低減載量為100kW，最少停電時間為4 小時、執行前2小時通知、須接受定期測試或查核。於2003.8.14美加大停電時之復電過程中，NY ISO應用本方案以加速復原的時間；另在2005年夏季熱浪期間，ISO New England與PJM分別預先在康乃狄克州的西南部與巴爾的摩~華盛頓地區實施此方案，以避免引發更大規模的限電危機。對調度中心而言，Capacity market program可視為一可靠且快速的電源。

## 6、輔助服務市場方案(Ancillary-services market programs)

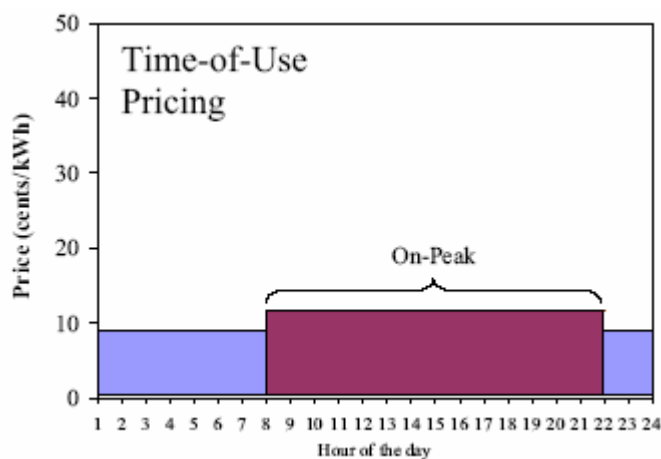
允許用戶在輔助服務(備轉容量)市場中為他們可以降低的負載進行投標，當被指令執行時則可獲得市場的能量電價。目前CAISO、ERCOT、PJM、NY ISO及ISO-NE均允許一定量的Demand Response進入它的輔助服務市場，CAISO同意合格的負載進入Non-Spin Reserve、Replacement Reserve及Supplemental Reserve市場，其最大參與的用戶為California Department of Water Resources(CDWR)；ERCOT的LaaR(Loads Acting as a Resource)可以提供超過1800MW的Responsive Reserve(利用低頻電驛動作)，所以參加LaaR的用戶必須將其負載、開關及電驛狀況的訊息即時傳回ERCOT。NY ISO及ISO-NE正在更新軟體以配合Demand Response進入市場的需要，PJM則在2006年1月正式同意Demand Response可提供作為Synchronized Reserve。

## 二、時間費率型(Time-based rates)

### 1、時間型(Time-of-use，簡稱 TOU)

TOU 與本公司的時間電價類似，費率分為尖峰電價與離峰電價，如圖 6-10 所示，對某一容量以上的一般用戶而言，TOU 是最普遍的 Time-varying rate，此與本公司之一般用戶僅適用均一費率有所不同。目前，美國各電力公司積極鼓勵大型的商業及工業用戶加入 Time-of-use。以 Puget Sound Energy (PSE) 為例，PSE 為一 winter-peaking utility，在氣候溫和時其電價

低於全國的平均值，其他時候電價則偏高且容易變動，其在 2001 年 6 月開始實施 Time-of-use，並為用戶安裝新電表，共有 240000 個用戶參加 Time-of-use，用戶在白天時段(10 a.m~5 p.m)費率為 5.8¢/kWh 與先前之固定費率相同，但在上午 6 a.m~10 a.m 及傍晚 5 p.m~9 p.m 費率則降低為 1.0¢/kWh，用戶在尖峰時段大約減少 5~6%的用電量，第一年約節省 5% 的電費支出。



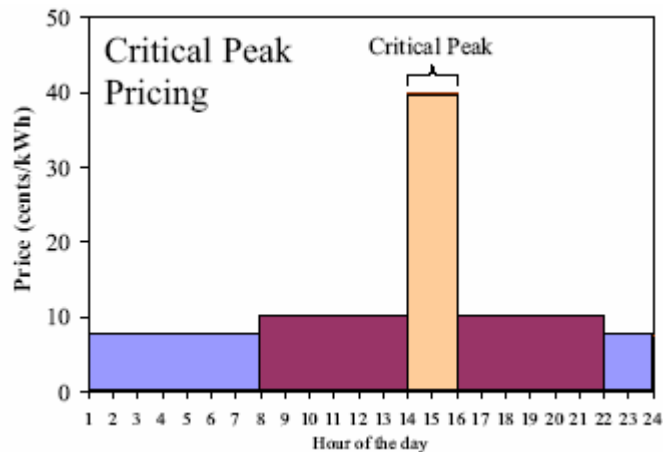
Source: FERC, Staff Report "Assessment of Demand Response & Advanced Metering"

圖 6-10 TOU 尖、離峰電價的差異情形

## 2、尖峰電價型(Critical-peak pricing，簡稱 CPP)

**Critical-peak pricing** 如圖 6-11 所示，通常於系統發生偶發事故或即時電價過高時通知參與的用戶配合減少用電，雖然 CPP 是 Price-based 的 Demand Response，但因可於系統緊急時即時通知參與的用戶執行減少用電，故亦可視為 Reliability-based 的 Demand Response，CPP 又可分為 Fixed-period CPP、Variable-period CPP、Variable peak pricing 及 Critical peak rebates 等 4 種，如下所述：





Source: FERC, Staff Report "Assessment of Demand Response & Advanced Metering"

圖 6-11 尖峰電價型的需量反應

### (1) Fixed-period CPP (CPP-F)

費率增高的時間及時段可以預先決定，每年最多啟用的天數也可以事先決定，但那幾天會被通知配合減少負載則無法預先決定，CPP-F 為 Day-ahead Based，須於前一天通知使用。

### (2) Variable-period CPP (CPP-V)

CPP-V 的時間及時段均無法預先決定，CPP-V 為 Day-of Based，於使用當天才通知用戶，通常 CPP-V 會配合遙控自動溫度控制器使用，以反應 Peak Price。以 California Statewide Pricing Pilot 為例，須執行前 4 小時通知，每次執行時間為 2~5 小時。

### (3) Variable peak pricing(VPP)

VPP 為一比較新型的 CPP，目前已在 New England 使用。在 VPP 中離峰時段的電價先予固定某一段時間，可能是 1 個月或數個月，尖峰時段每個小時的電價則由 ISO 發布的 Day-Ahead 區域邊際價格決定，因此它可考

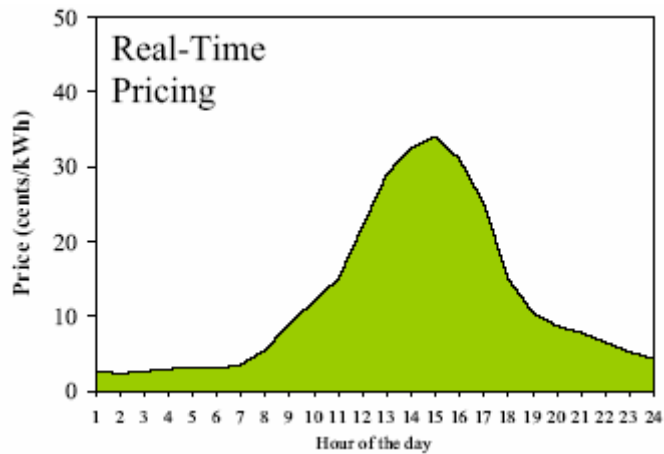
慮輸電損失。VPP 的優點是可以更直接 link 到躉售市場的零售電價。

#### (4) Critical peak rebates

用戶維持固定的費率，但在尖峰時段配合減少用電的用戶可以獲得折扣。Gulf Power, Florida 於 2000 年三月開始實施 GoodCents Select program，2001 年有 2300 個家庭用戶參與，2003 年則增加至 6000 個家庭用戶，Gulf Power 每個月付給用戶 5 美元，並在 4 種費率方案內予與優惠，但沒有罰則。參與 GoodCents Select program 的用戶共可減少用電 1MW。Gulf Power 利用此方案提高設備的效率、即時降低尖峰負載，因此可減少尖峰機組(複循環機組)的新建，以 30 年的設備運轉壽命計算，Gulf Power 可以節省 3500 萬美元的新建費用及每年約 250 萬美元的運轉維護費用。

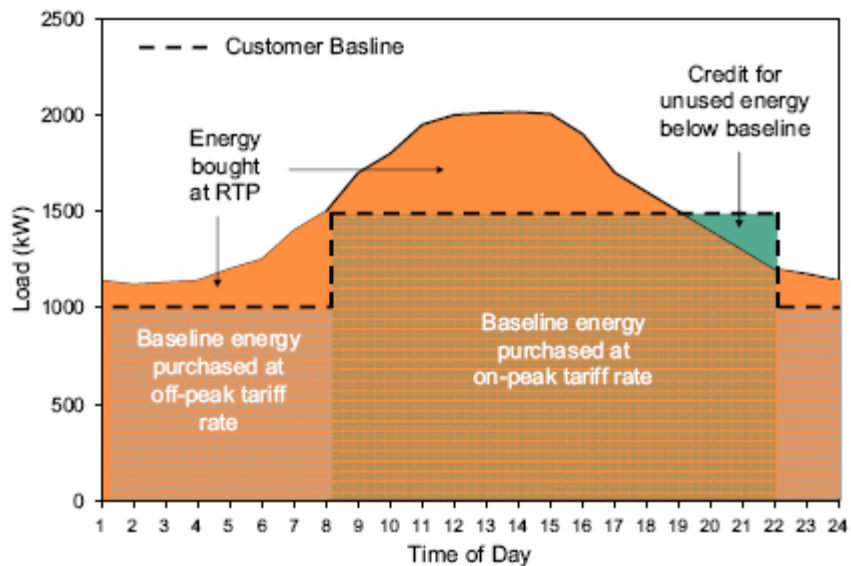
#### 3、即時電價型(Real-time pricing，簡稱 RTP)

如圖 6-12 所示，RTP 的電價隨躉售市場的價格變動，可以與即時或 Day-Ahead 的電價連動，與 Day-Ahead 電價連動者稱為 Day-Ahead Real-time pricing (DA-RTP)。最成功的案例為 Georgia Power 的 Two-Part Real-Time Pricing，如圖 6-13 所示，根據用戶的用電記錄，分別訂定離峰與尖峰時段的負載上限，用戶負載低於上限的部分依離峰或尖峰時段的費率計價，超出的部分則依即時電價計費。根據 Government Accountability Office (GAO)的報告，Georgia Power 利用此方案於尖峰時段約可減少 750MW 的負載需求，可大幅降低尖載機組運轉的機會。



Source: FERC, Staff Report "Assessment of Demand Response & Advanced Metering"

圖 6-12 Real-Time Pricing Tariff



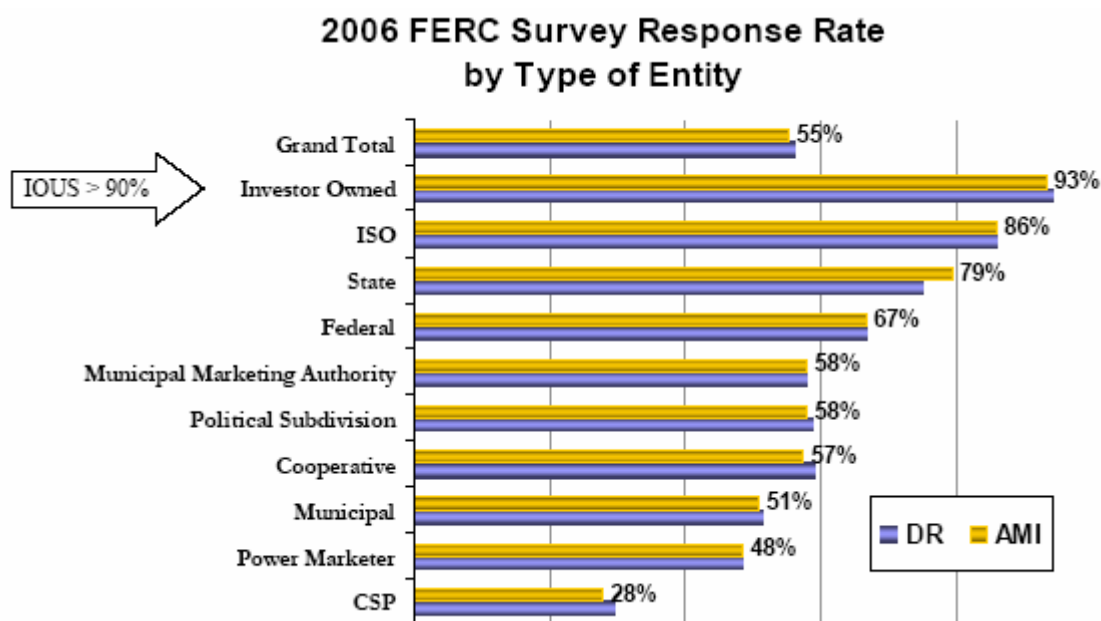
Source: Goldman, et al., *Customer Strategies for Responding to Day-Ahead Market Hourly Electricity Pricing*, August 2005: LBNL-57128.

圖 6-13 Two-part Real-Time Pricing Tariff

## 6.6 FERC 需量反應調查結果

美國聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulation Commission，簡稱FERC)於 2006 年 8 月完成『Assessment of Demand Response & Advance Metering』調查報告，該調查報告對全美 3365 家電力相關事業寄發調查問卷，

對象包括各公、民營與管制、非管制電力機構，問卷回收率約 55%，各電力相關事業問卷回收情形如圖 6-14 所示。茲將美國需量反應調查結果之相關統計資料簡述如下：



Source: David Kathan, FERC Staff Report on Demand Response and Advanced Metering, NARUC Energy Resources and Environment Committee, November 13, 2006

圖 6-14 FERC 需量反應調查報告，各電力相關事業問卷回收情形

### 一、鼓勵型(Incentive-based demand response)

根據 FREC 的調查統計，美國 2005 年提供不同型式 Incentive-based demand response 方案的電業數目如表 6-10 所示，其中以 Direct Load Control (DLC)與 Interruptible / Curtailable Rates 最為普及，分別有 234 家及 218 家電業提供這兩種型式 Incentive-based demand response 方案，但僅有 TXU Energy Retail Company LP 以 Ancillary Services 方式提供。茲將相關統計資料簡述如下：

表 6-10 2005 年美國提供鼓勵型需量反應方案的電業統計

需量反應方案名稱	電業數目
直接負載控制 (Direct load control)	234
可停電力 (Interruptible/curtailable rates)	218
緊急需量反應方案 (Emergency demand response programs)	27
容量市場方案 (Capacity market programs)	16
需量要求買回方案 (Demand bidding/buyback programs)	18
輔助服務市場方案 (Ancillary-services market programs)	1

Source: FERC Survey

#### 1、直接負載控制(Direct load control，簡稱 DLC)

DLC 係美國電業中使用最廣泛的 Incentive-based demand response，2005 年計有 234 家電業提供此方案鼓勵用戶參與 DR。DLC 的主要目標是住宅用戶，但在此 234 家電業中大約有 33% 的電業也提供商業用戶至少一種 DLC 方案；由於 MRO 地區的某些州(Minnesota and Iowa)傳統要求或鼓勵，電業必須將其營收的一部分運用在負載管理方案，有些州甚至同意負載管理的容量可以作為備轉容量計算，所以 MRO 地區是採用 DLC 最普及的地區，計有 91 家電業提供 DLC 方案，約佔全部的 39%；其次為 SERC 及 RFC 各有 40 家電業提供，各約佔全部的 17%；如果以電業別進行分析，則共有 119 家 Cooperative Utilities and Political Sub-divisions 最多，約佔全部的 51%，其次依序為 Municipal Entities 及 Investor-Owned

Utilities，分別有 62 家及 46 家，如圖 6-15 所示為各區域提供直接負載控制方案的統計分析；2005 年參與 **DLC** 的用戶數目約為 476 萬戶，主要集中在 MRO、FRCC、RFC、SERC 及 WECC 等地區，參與的用戶數分別為 1,288,814 戶、1,213,851 戶、972,483 戶、589,170 戶及 438,376 戶；如再以電業別進行分析，則以 Investor-Owned Utilities 參與的用戶數最多，計有 3,130,908 戶，約佔全部的 66%，其後依序為：Cooperative Utilities and Political Sub-divisions 的用戶數為 1,110,159 戶、Municipal Entities 的用戶數為 132,409 戶，如圖 6-16 所示為各區域電業及參與 **Direct Load Control (DLC)** 用戶的統計分析；參與用戶數最多的前 10 大電業，如表 6-11 所示，約佔全部用戶數的 60%。

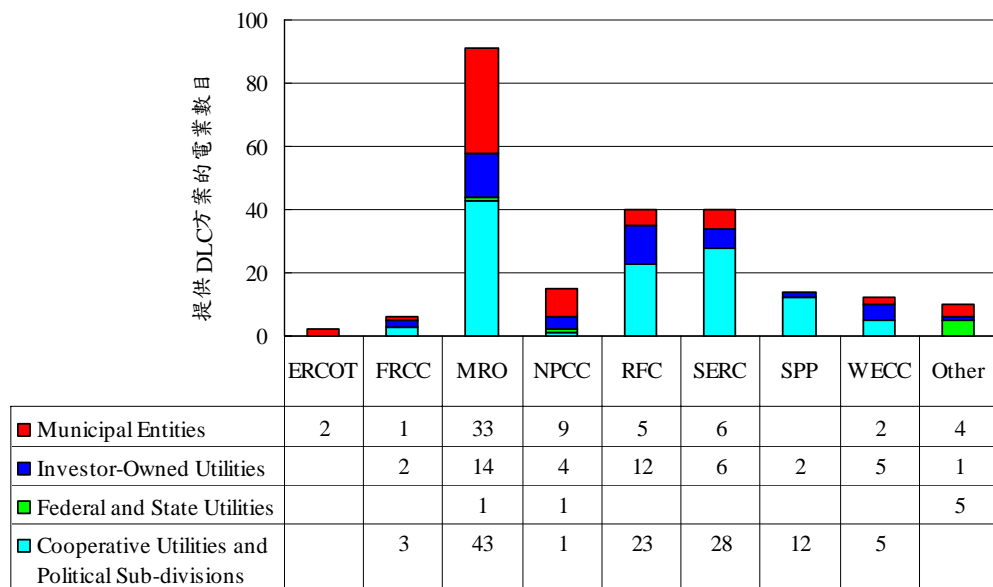


圖 6-15 各區域提供 Direct Load Control (DLC) 方案的電業統計分析

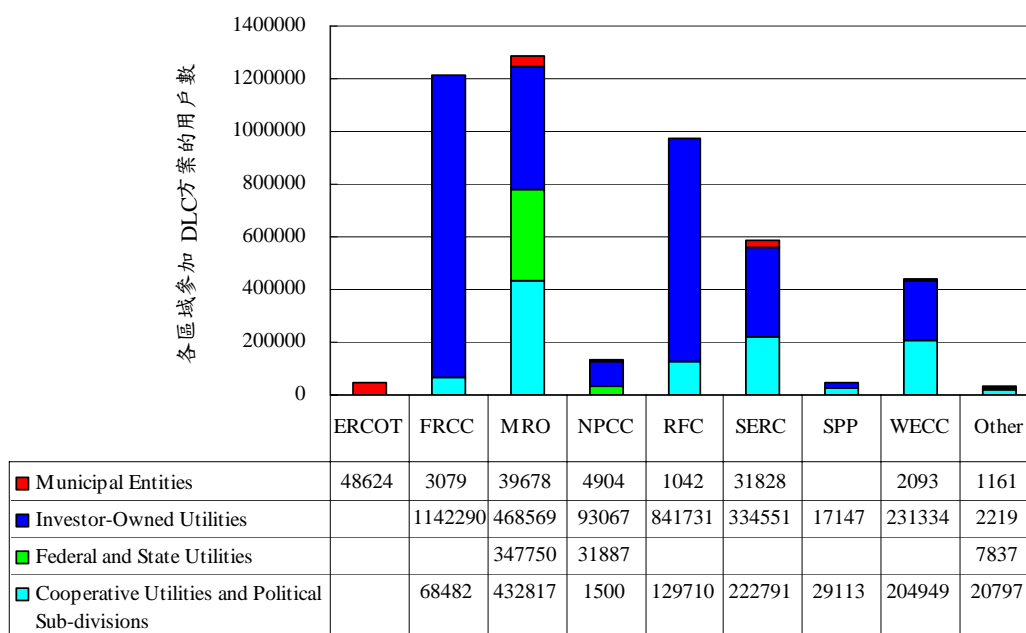


圖 6-16 各區域電業及參與 Direct Load Control (DLC) 用戶的統計分析

表 6-11 參與 Direct Load Control (DLC) 用戶數最多的前 10 大電業

電業名稱	直接負載控制用戶數
Florida Power and Light	740570
Progress Energy Florida	401720
Detroit Edison	347750
Baltimore Gas and Electric	338568
Northern States Power	283317
Duke Power	207794
Southern California Edison	166318
Public Service Electric & Gas	119310
Dairyland Power Cooperative	112656
Sacramento Municipal Utility District	104079

Source: FERC Survey

## 2、可停電力(Interruptible/curtailable rates)

本方案的主要目標是大型工業及商業用戶，2005 年計有 218 家電業提供此方案，採用本方案最多的電業為 Cooperative Utilities and Political Sub-division，計有 95 家；本方案使用較多的區域為 MRO、SERC 及 RFC 等

地區，分別有57家、43家及39家電業採用，如圖6-17所示。

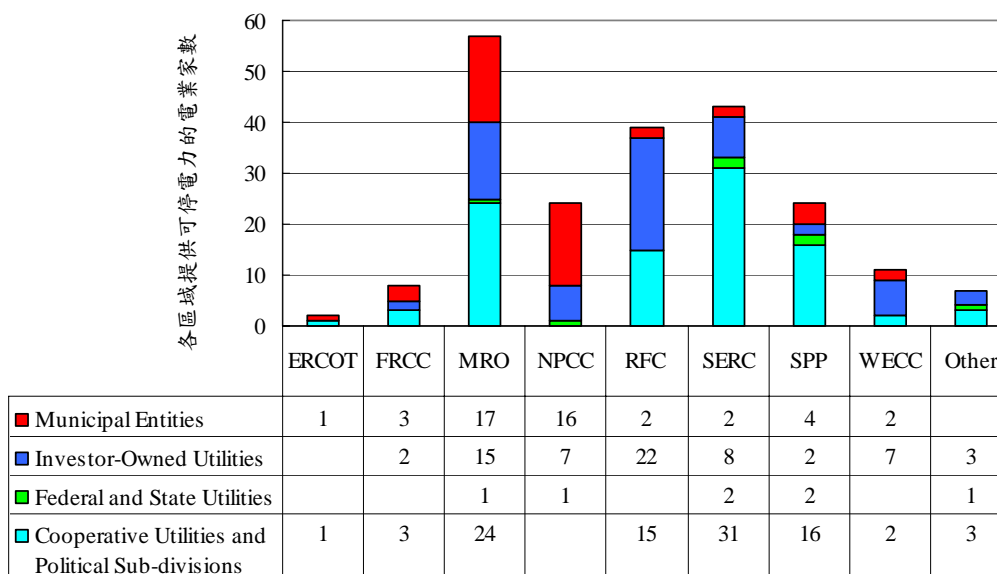


圖 6-17 各區域提供 Interruptible/Curtailable Rates 方案的電業統計分析

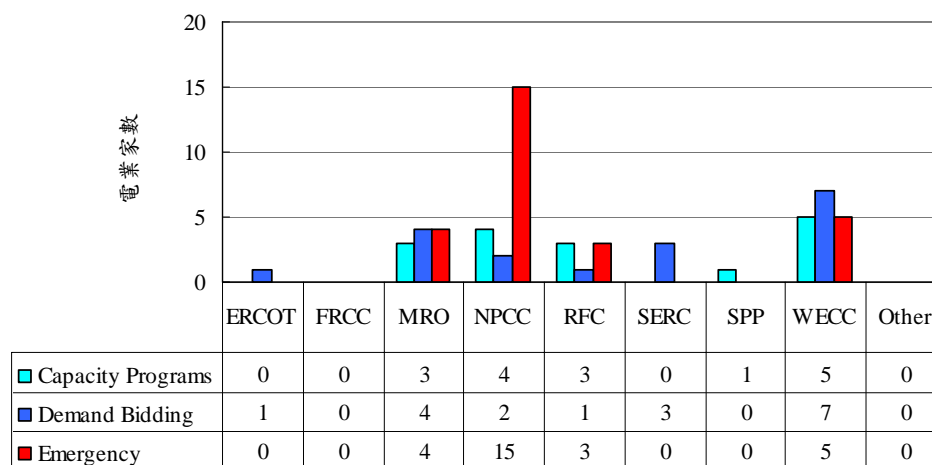


圖 6-18 各區域提供其他鼓勵型方案的電業統計分析

### 3、其他鼓勵型方案(Other Incentive-Based Demand Response)

如圖 6-18 所示為 Capacity Programs、Demand Bidding/Buyback 及 Emergency Programs 等 DR 的電業採用情形，其中以 Emergency Programs 在 NPCC 地區最受歡迎，該地區的公用事業(Utilities)、零售業者(Retailers)及



Curtailment-Service Providers等均參與ISO/RTO的Emergency Programs。

## 二、時間費率型(Time-based rates)

根據 FREC 的調查統計，美國 2005 年提供 TOU、CCP 或 RTP 等不同型式的 Time-based rates demand response 方案之電業數目如表 6-12 所示，總數約為 259 家僅佔全美 2620 家配合調查電業中的少數，其中以 TOU(Time-of-Used Rates)最為普及(約有 187 家)，如與表 6-10 作比較，可發現 TOU 為第三普及的 demand response 方案，僅次於 Direct Load Control (DLC)與 Interruptible / Curtailable Rates。茲將相關統計資料簡述如下：

表 6-12 提供不同型式的時間費率型需量反應方案之電業數目

需量反應方案名稱	電業數目
Time-of-Use Rates	187
Real-time Pricing	47
Critical Peak Pricing	25

Source: FERC Survey

### 1、時間型(Time-of-use，簡稱 TOU)

各區域共計有 187 家電業提供 **Time-of-Used Rates** 方案，以 MRO、SERC 及 WECC 等區域的電業為主，分別有 40 家、38 家及 33 家電業提供 TOU，其統計分析如圖 6-19 所示，其中有 148 家電業提供 TOU 給住宅用戶選用，其餘的 39 家電業則提供 TOU 給非住宅用戶選用；在 187 家電業中，以公用電業(Publicly-owned utilities)為主，其中 Cooperative utilities, Political subdivisions 及 Municipal entities 合計約佔全部的 55%。

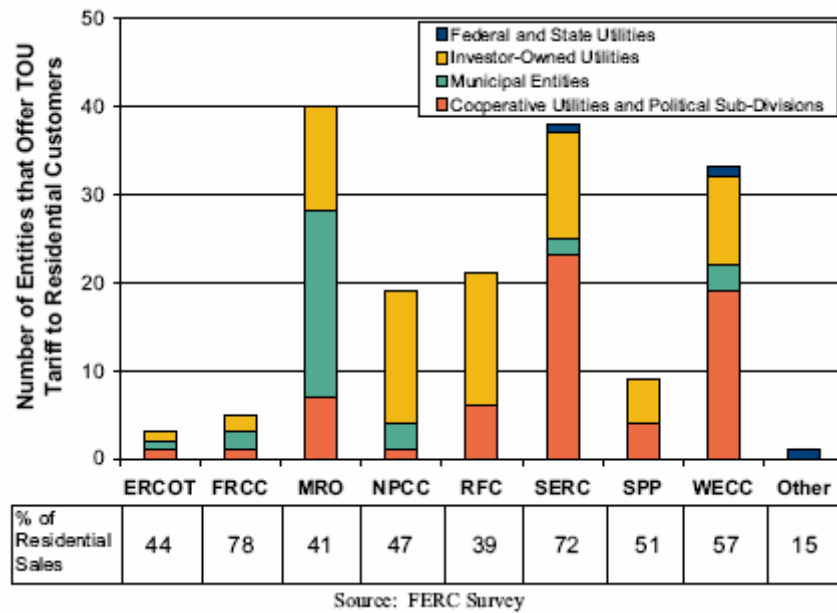


圖 6-19 各區域提供住宅用戶 TOU 方案的電業統計分析

各區域住宅用戶選用 TOU 的情形，亦如圖 6-19 所示，儘管 FRCC 只有 5 家電業提供 TOU 給住宅用戶選用，但大約有高達 78% 的住宅用戶選用；住宅用戶選用 TOU 最多的三個區域，依序為 FRCC(78%)、SERC(72%)、WECC(57%)。2005 年住宅用戶選用 TOU 的戶數大約為 157 萬戶，參與的用戶數最多的區域集中在 RFC(約 68 萬 4 仟戶)及 WECC(約 60 萬 7 仟戶)，僅佔全美 1 億 2 仟萬戶住宅用戶的 1.3%，主要提供的電業別為 Investor-Owned Utilities(約 138 萬 1 仟戶)、Cooperative Utilities and Political Sub-Divisions(約 17 萬 3 仟戶)，其統計分析如圖 6-20 所示；參與用戶數最多的前 10 大電業如表 6-13 所示，主要集中在 RFC 及 WECC 區域，約佔全部用戶數的 85%。

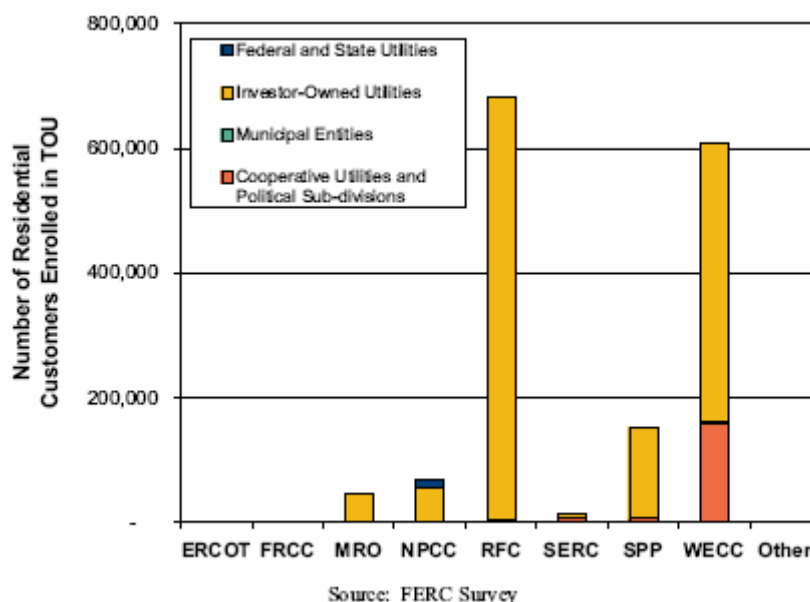


圖 6-20 各區域電業及參與 Time-of-Used Rates (TOU)用戶的統計分析

表 6-13 參與 Time-of-Used Rates (TOU)用戶數最多的前 10 大電業

電業名稱	參與 TOU 用戶數
Public Service Co. of Oklahoma	429737
Arizona Public Service Company	332823
Salt River Project	151000
Southwestern Electric Power Co.	135816
Pacific Gas and Electric Company	82055
Baltimore Gas and Electric Company	81072
Ohio Power Company	38482
Metropolitan Edison Co	35640
United Illuminating Company	35041
Jersey Central Power & Light Co	26186

## 2、尖峰電價型(Critical-peak pricing，簡稱 CPP)

2005 年全美大約有 25 家電業提供 CCP 方案供用戶選擇，屬試辦性質，參與用戶大約有 11000 戶，其中 70%的用戶參與由 IOU 提供的 CCP 方案，但 25 家電業中，大部分都是 Cooperative utilities, Political subdivisions 及 Municipal entities，約佔全部的 72%。參與 CCP 用戶數最多的前 5 大電業

如表 6-14 所示，合計有 10583 戶，約佔參與用戶的 96%。

表 6-14 參與 Critical Peak Pricing (CCP)用戶數最多的前 5 大電業

電業名稱	參與 CPP 用戶數
Gulf Power Company	6878
Cass County Electric Cooperative	2892
Southern California Edison Company	462
San Diego Gas and Electric	230
Pacific Gas and Electric Company	121

### 3、即時電價型(Real-time pricing，簡稱 RTP)

各區域及電業別提供 RTP 的統計分析如圖 6-21 所示，大約有 47 家電業提供至少一項 RTP 方案，有一半以上集中在 RFC 及 NPCC，某些州(如 New Jersey, Maryland, New York, and Pennsylvania 等)法令規定 RTP 為大用戶的基本選擇權；本方案參與對象於大型工業及商業用戶，2005 年全美大約有 4310 戶工業或商業用戶參與 RTP。

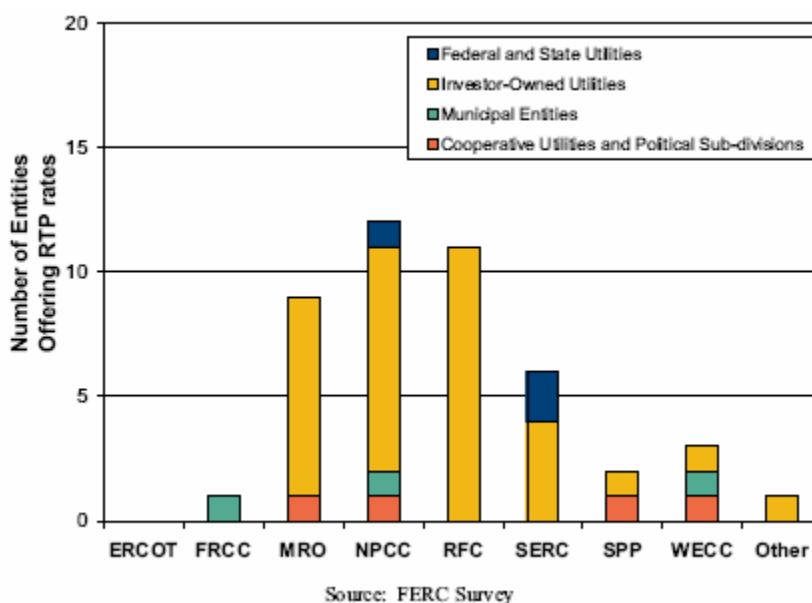


圖 6-21 各區域提供 Real-Time Pricing (RTP)方案的電業統計分析

## 6.6 需量反應在區域系統規劃與運轉中的角色

對區域電網而言，在某種程度下，發電或輸電可以為需量反應所替代，當需量反應替代一部分發電時，需量反應可視為尖峰電源，以彌補電源的不足；如需量反應替代一部分輸電或配電設施或容量時，則可以減輕輸電線超載的情形或延緩輸電或配電設施興建需求，特別是時間型的需量反應(Time-Based Rates)及直接負載控制(DLC)可以集中運用於系統緊迫的時段。根據 FREC 的調查統計，全美現有的需量反應方案約可提供 37500MW 的容量，約佔尖峰負載的 5%，需量反應目前雖以提供作為輔助服務為主，並未成為電網擴建計畫的替代方案，但隨著需量反應方案的成長，已逐漸提高其在區域規劃及運轉中的重要性與影響[6]。

### 一、需量反應在區域電源規劃中的角色

需量反應有其一定的功能，至少可確保所有用戶可獲得供電服務、維持供電可靠度、提高經濟利益、降低成本等。需量反應納入區域電源規劃時，通常有兩種意義：(1)作為長期負載預測的調整；(2)視為明確的電源。美國有些州已要求所屬的公用電業將負載側的評估納入其負載預測的一部分，如麻薩諸塞州要求考慮需量反應在尖峰或緊急時段對輸變電設備負載的影響；夏威夷州則要求在負載預測及電源取得過程中納入負載管理。另有些州的立法機構或管制機構甚至立法直接要求，如加州公用事業委員會(California Public Utility Commission, CPUC)強烈要求每一電力公司運用 DR 來滿足 3%的尖峰

負載(2005年)，至2007年每年增加1%，並將DR視為其電源的一部分。根據Violette及Freeman的研究分析(Demand Response Resources (DRR) Valuation And Market Analysis: Assessing DRR Benefits And Costs)：『DR要納入整體電源開發架構，必須有相當的運用年限(19年)才能彰顯其價值；DR可以降低極端事故所造成的成本增加，但此類事故發生的機率很低，大約10年才發生一次，儘管DR的實際運用效益仍受各項不確實因素的影響，如燃料價格、天氣及系統因素等，但DR仍可作為風險控管的工具。』

## 二、需量反應運用於輸電規劃中的角色

儘管各種型式的DR都可以替代一部分的輸電規劃，DR也大都納入輸電系統可靠度評估，並將其視為可調度的電源或修正尖、離峰負載預測，但各州對DR在輸電規劃的定位並不相同，有些州同意將DR視為輸電擴充計劃的另一項替代方案，但卻不同意將DR在輸電擴充計劃中揭露。例如，2006年ISO/RTO規劃委員會報告，其所屬的9個機構共核定1121項輸電計畫(金額共156億美元)，包括5070英哩的新設輸電線及133,062MW的電源新增計畫，但相較之下，僅有4000MW的需量反應方案(包括新增及既有的DR)公布規劃在紐約州及加州，另外500MW的需量反應方案由ISO-NE自行公布。

## 三、需量反應在提供輔助服務方面的角色

需量反應可以提供輔助服務的方式協助輸電系統運轉，如提供作為備轉容量(Operating Reserve)，當用戶參與需量反應方案提供作為Reserve時，不僅可

降低輸電線路的負載，同時亦可釋放出輸電線路的傳輸容量，進而提高系統因應偶發事故的能力，某些需量反應方案甚至可提供作為快速反應備轉容量，其反應時間低於 90 秒優於發電機組的反應時間。需量反應參與輔助服務市場的情形如表 6-15 所示，ISO-NE 允許 DR 提供 Non-Spinning Supplemental 及 Long Term Supplemental；NYISO 允許 DR 提供 Spinning (2007 年第三季起)、Non-Spinning Supplemental 及 Long Term Supplemental；PJM 允許 DR 提供 Regulation、Spinning 及 Non-Spinning Supplemental；ERCOT 允許 DR 提供 Spinning、Long Term Supplemental 及 Replacement；CAISO 則允許 DR 提供 Non-Spinning Supplemental。另外，PJM、ERCOT 及 CAISO 均允許 DR 同時參與能量市場(Energy Market)，實施所謂的『Co-Optimization Exemption』。

表 6-15 需量反應參與輔助服務市場的情形

	Regulation	Spinning	Non-Spinning Supplemental (10 分鐘)	Long Term Supplemental (30 分鐘)	Replacement (60 分鐘)	Co-Optimization Exemption
ISO-NE	☑	☑	☑D	☑D		No
NY-ISO	☑	☑D	☑D	☑D		No
PJM	☑D	☑&CD	☑&CD			Yes
MISO	C	C	C			Not yet set
ERCOT	☑	☑D		☑D	☑D	Yes
CAISO	☑	☑	☑D			Yes

☑- Market based

C - Cost based

D - Demand response is allowed to participate

## 柒、壅塞管理與輸電權

輸電壅塞對各區域電價的影響不儘然相同。在缺少電源支撐的負載中心地區，由於其輸電極限的限制，無法引進其他地區的低成本電力，造成該地區長期性的輸電壅塞，導致發電成本低的機組因為距離負載中心較遠而無法多發電，反而是靠近負載中心但發電成本偏高的機組必須多發電，使得系統運轉效率降低、發電成本增加。

在紐約 ISO、新英格蘭 ISO、PJM 等區域，電價的計算是採用節點邊際價格(Nodal Locational Margin Price)，已經包含了壅塞價格的因素，如果沒有輸電壅塞的情形發生，則壅塞價格就是零，若不考慮線路損失，則區域內各節點的電價都會相等；但當電力潮流量達到輸電設備的傳輸極限時，壅塞價格就會出現了，藉以反映不同節點之間的價格差異。在德州和加州 ISO 區域，則採用區域電價系統，雖然也能反映壅塞所引起的價格變化，但價格訊號仍不如節點電價明顯。

由於市場設計和壅塞成本的計算方法不同，各區域內的壅塞成本亦各不相同。在 2002 年 1 月~2003 年 3 月期間，新英格蘭 ISO 區域內總壅塞成本為 1.39 億美元，紐約 ISO 區域內之總壅塞成本為 7.93 億美元，PJM 區域內的總壅塞成本為 4.3 億美元。各個區域消除壅塞的過程亦各不相同，消除壅塞對電力市場短期和長期的價格都有很大的影響，市場運轉人員必須藉由消除輸電壅塞來抑制市場力的影響。本章僅就美國各電力市場有關輸電服務、壅塞管理及



輸電權等作一簡要說明以下[1]-[5]、[15]-[20]：

## 7.1 PJM 電力市場的壅塞管理

### 7.1.1 PJM 電力市場的劃分與運作

#### 1、日前電力市場

08:00~ 12:00 市場參與者向 PJM 提交第二天的投標計劃。

12:00~14:00 PJM 結合系統相關資訊對各市場參與者的投標計劃進行評估，系統資訊包括用戶負載預測、氣候條件、輸電線路、發電機組等，評估完成後，選擇最經濟有效的運轉方式。

14:00~ 16:00 PJM 向市場參與者公布評估結果。

16:00~次日 8:00 PJM 可以根據系統經濟性、可靠度等方面的要求再做調整。

#### 2、期貨市場

期貨市場分長期、中期及短期等 3 種。1 年或 1 年以上為長期，1 個月~1 年為中期，1 天~1 個月為短期。日前市場也屬於短期期貨市場。中長期期貨市場以協議規範市場參與者的交易行為，比較特別的是，期貨交易是按即時節點邊際價格進行結算。PJM 期貨市場的動力在於其輸電服務的費率隨交易形式的不同而存在相當大的差異，中、長期之期權可轉讓。

#### 3、即時市場

即時市場實際上是一個平衡市場，其係為解決系統突發事故、網路壅

塞、市場結算困難等問題而設立的，市場出清價格每 5 分鐘計算一次。

#### 4、零售市場

目前雖只對少數地區(賓州)的用戶開放零售市場，但 PJM 已決定在其他地區將逐漸開放零售市場。

### 7.1.2 PJM 電力市場的輸電服務

在 PJM 市場中，輸電網路屬於功能性分享，即輸電網路原來的所有權維持不變，只是將輸電經營權轉移給 PJM，而輸電網路的所有者成為市場參與者進入 PJM 市場。PJM 市場的輸電服務類型分為網路服務(Network Service)、點對點服務(Point-Point Service)兩大類，其中點對點服務又分為固定和非固定、長期和短期之區別。PJM 市場主要是採用協議的方式管理輸電服務，輸電價格採用一部制容量電價，輸電服務費率由 PJM 事先按輸電網路所有者的網路覆蓋區域制定，經董事會批准，並在『輸電網路開放服務費率表』(Open Access Transmission Tariff, 簡稱 OATT)上公布。點對點輸電服務按輸電網路所有者的網路覆蓋劃分區域，並按每年、每月、每周及每天(區分尖、離峰時段)分別制定容量費率(美元/MW)；網路輸電服務則按輸電網路所有者的網路覆蓋劃分區域，制定年度輸電容量費率[美元/(MW·年)]。

### 7.1.3 PJM 電力市場的輸電壅塞管理

PJM 各種輸電服務業務均公布在其制定的『輸電網路開放服務費率表』(OATT)上，用戶可根據其需求向 PJM 提出輸電服務申請，PJM 則會根據系統

安全情況對每一項輸電服務申請進行審核，所有與輸電服務有關的資訊均必須送交 PJM 的用戶資訊部門。

PJM 利用節點邊際價格 LMP 對輸電壅塞進行管理，管理措施包括：

- (1)發電機以其聯接節點的 LMP 結算；
- (2)負載側以其負載節點的 LMP 支付；
- (3)負載側須支付壅塞成本，壅塞成本等於負載需求方與發電供給方兩地 LMP 的差。

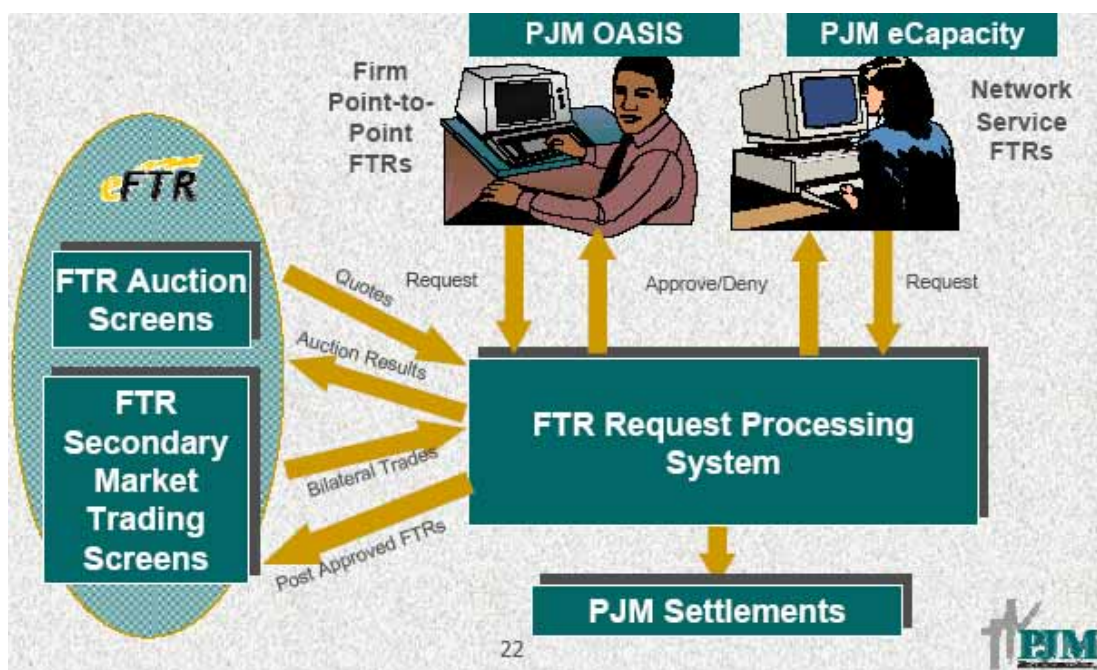


圖 7-1 PJM 處理 FTR 的相關界面

為避免壅塞成本費用導致市場價格不穩定，PJM 採用固定輸電權(Financial Transmission Right，簡稱 FTR)的管理方式來抑制價格的波動。FTR 是一種金融手段，它允許網路輸電用戶和固定的點對點輸電服務用戶事先向 PJM 申請，經批准後獲得 FTR，其可確保該輸電用戶不會因發生壅塞而使須支付的

費用增加。FTR 本質上是一種金融權利，不代表有實際的能量傳輸，只要求在發生輸電壅塞時獲得補償；如果系統發生壅塞，FTR 擁有人將按其預約容量和預約線路上的節點邊際價格獲得補償，如圖 7-1 所示為 PJM 處理 FTR 的相關界面。

未發生輸電壅塞時，FTR 則能保證輸電服務的履行，當 FTR 所確定的容量超過持有者實際所需容量時，就有可能造成輸電容量的浪費，導致其他用戶有需要但卻又無法得到其所需的輸電容量，在這種情形下，PJM 允許 FTR 可以進行拍賣。PJM 每月進行一次 FTR 買賣交易活動，但只允許網路輸電服務和固定點對點輸電服務的用戶參與。

金融輸電權的價值取決於每小時的邊際價格，當輸電壅塞發生的方向與金融輸電權的方向相同時，金融輸電權的擁有人可以獲得補償，反之，則必須支付費用。有關壅塞費用及金融輸電權利益的計算如下：

(1) 壅塞費用(Congestion Charge)

$$\text{壅塞費用} = \text{MWH} \times (\text{日前市場輸出節點的LMP} \\ - \text{日前市場輸入節點的LMP})$$

(2) 點對點輸電權的利益(Point-Point FTR Credit)

$$\text{點對點的利益} = \text{MW} \times (\text{日前市場輸出節點的LMP} \\ - \text{日前市場輸入節點的LMP})$$

(3) 網路輸電權的利益(Network Service FTR Credit)

$$\text{點對點的利益} = \text{MW} \times (\text{日前市場輸出節點的LMP} \\ - \text{日前市場輸入節點的LMP})$$

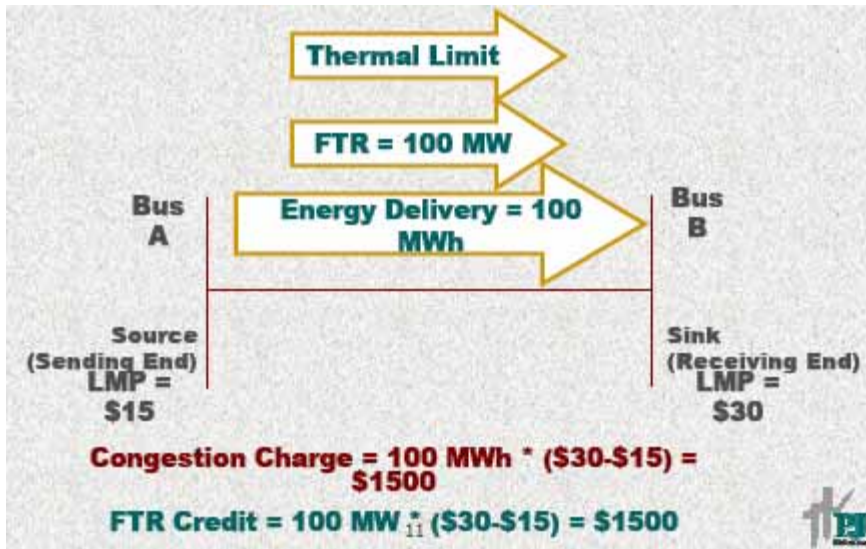


圖 7-2 電力潮流方向與 FTR 方向相同

如圖 7-2 所示為電力潮流方向與 FTR 方向相同，金融輸電權利益恰可抵消壅塞費用。

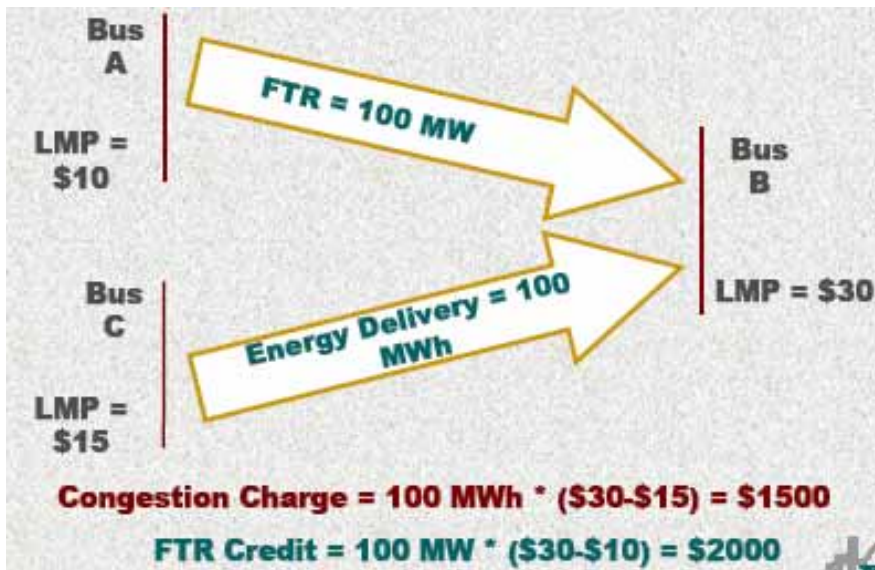


圖 7-3 電力潮流方向與 FTR 方向不一致(1)

如圖 7-3 所示為電力潮流方向與 FTR 方向不一致，但因 FTR 兩節點的 LMP 價差比較大，使得金融輸電權利益高於壅塞費用，即 FTR 擁有者在此情況下可獲得盈餘；如圖 7-4 所示為電力潮流方向與 FTR 方向一致，但因 FTR 兩節

點的 LMP 價差比較小，使得金融輸電權利益低於壅塞費用，即 FTR 擁有者在此情況下仍必須支付不足的壅塞費用。

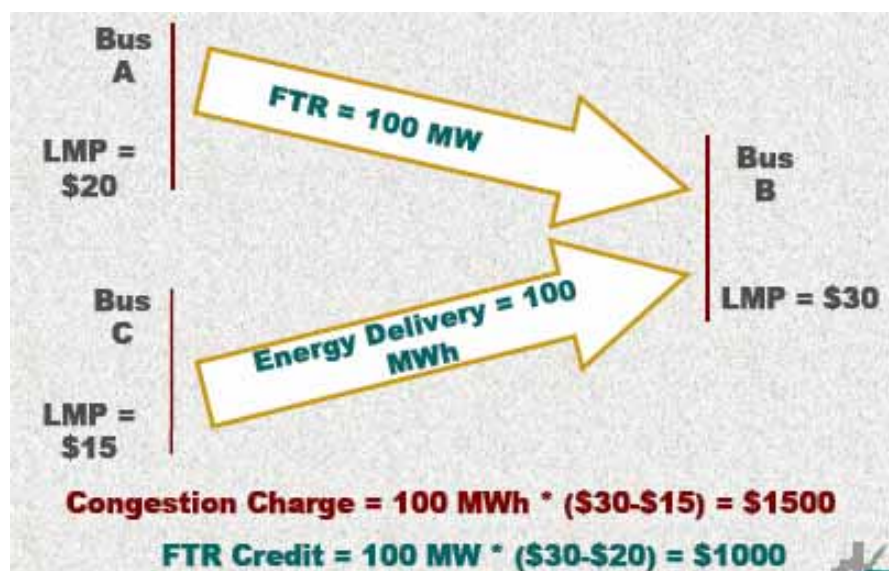


圖 7-4 電力潮流方向與 FTR 方向不一致(2)

## 7.2 紐約電力市場的壅塞管理與輸電權

輸電線路傳輸容量不足的嚴重性是紐約電力系統最嚴重的問題之一。例如，北部和西部進入紐約市和長島的電力潮流經常受到線路容量的限制，因此輸電壅塞管理問題就成了紐約電力市場運轉的重要課題。

在紐約電力市場中，參與者可以使用輸電壅塞合約 (Transmission Congestion Contracts，簡稱 TCC) 來降低壅塞費用的風險，這是一種類似於期貨避險保值的方法。在節點電價體系中，市場運轉會產生結算剩餘，結算剩餘也是透過這種方式重新分配給負載。例如一個市場參與者擁有 150MW 從節點 A 到節點 B 的輸電權，當節點 A 到節點 B 發生壅塞時，該市場參與者就有權獲得  $150 \times (\text{節點 B 日前電價} - \text{節點 A 日前電價})$  的輸電壅塞補償。因此擁有輸

電壅塞合約的市場參與者可以完全沖消輸電壅塞所產生的風險。

紐約電力市場輸電壅塞合約分別在兩個市場進行拍賣：長期輸電壅塞合約拍賣市場(Long-term forward TCC Auctions)，對半年和一年期輸電壅塞合約進行拍賣；另一個市場則為月份重新配置市場(monthly Reconfiguration Auctions)，對短期輸電壅塞合約進行拍賣。雖然在日前市場和即時市場都存在壅塞問題，但是輸電壅塞合約只存在於日前市場，由於即時市場為平衡市場，收支總和必須為零，因此在即時市場中沒有輸電壅塞合約。

在即時運轉時，如果發生傳輸故障可能會造成意外的壅塞，這種情況應視為故障還是壅塞呢？輸電壅塞合約是否應該包含這樣的壅塞呢？在紐約電力市場中，由於偶發事故所造成的電價上漲並不能以壅塞費用的方式由負載側負擔，因為電網公司和獨立電力調度中心有義務確保電網的可靠運轉。過去為了補償輸電壅塞合約擁有者在此種情況下的利益損失，電網公司會被收取壅塞短缺金(Congestion Rent Shortfall)，由於電網公司是非營利性質，這項費用最後還是透過輸電服務費轉移嫁給終端用戶。然而，這種作法的實際效果並不好，在增加了壅塞短缺金的情況下，支付給輸電壅塞合約擁有者的費用與實際的壅塞收入的差額逐年擴大。壅塞短缺金為用戶所共同分擔，無法產生有效的激勵促使電網公司致力於減輕輸電網故障所造成的壅塞情形。2003年12月15日FERC批准由NYISO所提出的改進方案，該方案是運用成本因果原理解決壅塞合約擁有者收益短缺的問題。如果在壅塞合約拍賣中可用的輸

電設備在運轉中發生故障，其所造成的壅塞收益損失由電網公司承擔；反之，如果在壅塞合約拍賣中不可用的輸電設備在運轉中轉為可用(例如被電網公司及時修復)，則電網公司將得到因為該項設備恢復使用所創造的壅塞收益的增加值。

此外，NYISO 另建議採用降低壅塞短缺金的機制，允許電網公司在壅塞合約拍賣中保留一定數量的輸電容量，由這些輸電容量得到的壅塞收益將有助於抵消電網公司所需支付的壅塞短缺金，此項建議亦為 EERC 批准，在 2004 年 2 月實施。

即時平衡市場的壅塞，通常是因為即時電力潮流的變化所引起的，在紐約市場中有相當數量的即時壅塞費用，是由於日前市場和即時市場採用的不同的輸電限制所引起的，導致紐約電力市場中即時平衡市場壅塞費用逐年增加。

一般認為，用輸電權的方法解決壅塞問題是一個比較好的選擇，在紐約電力市場中就是採用輸電壅塞合約(TCC)，並且為其設計完善的拍賣市場(長期輸電壅塞合約拍賣市場和月份重新配置市場)。然而，實際運轉的情況並不單純，例如，輸電網故障所造成的壅塞短缺金問題就引起諸多爭議，當然，有些壅塞市場設計的問題也與其他次級市場息息相關，例如有功市場，即時壅塞費用的飆高就是肇因於日前市場和即時市場採用的不同輸電限制有關。因此，輸電權的方法雖然在基本理論方面已經比較成熟，但仍需在實際運轉中不斷改進。



## 7.3 新英格蘭電力市場的金融輸電權

### 7.3.1 金融輸電權

目前，ISO-NE 的金融輸電權市場分為短期市場和長期市場。在短期市場購得的 FTR 有效期為 1 個月；在長期市場購得的 FTR 有效期為 1 年。兩個市場的 FTR 都分為尖峰時段輸電權和離峰時段輸電權。尖峰時段是指每一個工作天的上午 8:00 至晚上 23:00，其餘時間為離峰時段。短期市場拍賣的 FTR 占系統容量的 100%，而長期市場只拍賣占系統容量 50% 的 FTR。對於同一時間內的 FTR，無論在那一個市場售出，均須自另一市場的可拍賣容量內扣除。

長期市場的運作流程：長期 FTR 每半年拍賣一次。假設 6 月是長期 FTR 的起始生效月，ISO-NE 必須提前兩個月，即自 4 月份的倒數第 5 個工作天開始接受 FTR 投標，投標的截止日期是 4 月的最後一個工作天，允許投標的時間是 5 個工作天。ISO-NE 必須在 5 月的前 6 個工作天之內結束 FTR 投標結果的計算，並將開標結果公布。

短期 FTR 則是每月拍賣一次，每次拍賣的是下一個月的短期 FTR。如以 6 月為例，假設 6 月是短期 FTR 的起始生效月，ISO-NE 必須在前一個月，即自 5 月份的倒數第 15 個工作天開始接受 FTR 投標，投標的截止日期是 5 月的倒數第 10 個工作天，投標時間也是 5 個工作天。ISO-NE 必須在投標結束後 4 個工作天之內結束短期 FTR 的計算，並將開標結果公布。

### 7.3.2 FTR 之結算

假設一個簡單系統包括 1 條輸電線路連接 Zone A 與 Zone B 兩個區域，由 Zone B 至 Zone A 的金融輸電權為 2000MW 本節以 4 個狀況說明壅塞費用與 FTR 利益的結算。

狀況(1) 日前的輸電限制(2000MW)與 FTA(2000MW)相同

如圖 7-5 所示，Zone A 的發電出力為 1000MW、負載為 3000MW，Zone B 的發電出力為 4000MW、負載為 2000MW，輸電線路的潮流量與 FTR 相同，均為 2000MW，Zone A 的 LMP 為 100 美元，Zone B 的 LMP 為 50 美元。日前市場的結算情形如表 7-1 所示，日前壅塞費用為 100,000 美元(等於日前費用減日前收入)，金融輸電權的收益等於  $FTR \text{ MW} \times (\text{輸出節點 LMP} - \text{輸入節點 LMP})$ ，故亦為 100,000 美元，恰與日前壅塞費用相等，所以金融輸電權的擁有者恰可平衡壅塞費用。

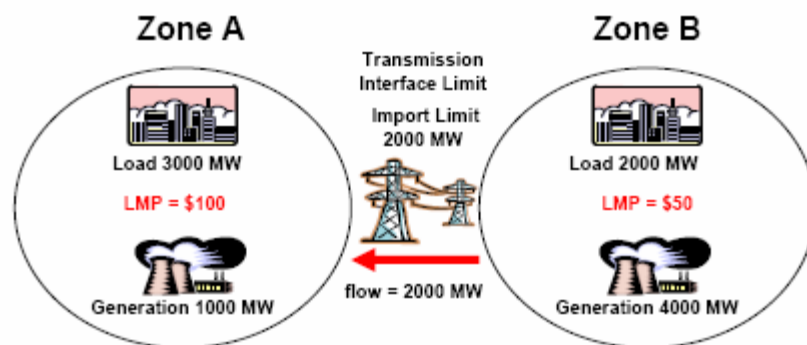


圖 7-5 Zone A 與 Zone B 兩個區域的狀況

表 7-1 狀況(1)的結算情形

負載	日前 (MW)	日前 LMP(美元)	費用
Zone A	3000	100	300,000
Zone B	2000	50	100,000
合 計			400,000
發電	日前 (MW)	日前 LMP(美元)	收入
Zone A	1000	100	100,000
Zone B	4000	50	200,000
合 計			300,000

狀況(2) 日前的輸電限制(1000MW)低於 FTR(2000MW)

如圖 7-6 所示，Zone A 的發電出力為 2000MW、負載為 3000MW，Zone B 的發電出力為 3000MW、負載為 2000MW，輸電線路的潮流量為 1000MW，低於 FTA，Zone A 的 LMP 為 100 美元，Zone B 的 LMP 為 50 美元。日前市場的結算情形如表 7-2 所示，日前壅塞費用為 50,000 美元(等於日前費用減日前收入)，金融輸電權的收益等於  $FTR \text{ MW} \times (\text{輸出節點 LMP} - \text{輸入節點 LMP})$ ，故仍為 100,000 美元，超出日前壅塞費用 50,000 美元，所以金融輸電權的擁者可獲得壅塞結餘 50,000 美元。

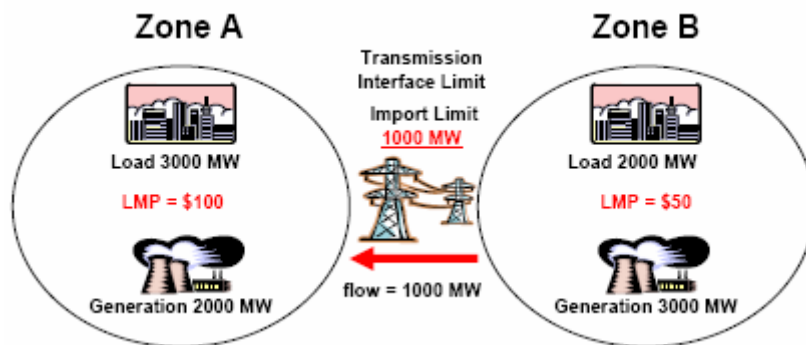


圖 7-6 日前的輸電限制(1000MW)低於 FTR(2000MW)的狀況

表 7-2 狀況(2)的結算情形

負載	日前 (MW)	日前 LMP(美元)	費用
Zone A	3000	100	300,000
Zone B	2000	50	100,000
合 計			400,000
發電	日前 (MW)	日前 LMP(美元)	收入
Zone A	2000	100	200,000
Zone B	3000	50	150,000
合 計			350,000

狀況(3) 日前的輸電限制(2001MW)高於 FTR (2000MW)

如圖 7-7 所示，Zone A 的發電出力為 1000MW、負載為 3000MW，Zone B 的發電出力為 4000MW、負載為 2000MW，輸電線路的潮流量為 2000MW，沒有發生壅塞情況，所以 Zone A 的 LMP 與 Zone B 的 LMP 相同，均為 50 美元。日前市場的結算情形如表 7-3 所示，因為沒有發生壅塞情況，所以日前壅塞費用為 0；因為 Zone A 的 LMP 與 Zone B 的 LMP 相同，所以金融輸電權的收益等於 0，所以金融輸電權的擁有者僅須負擔 FTR 的取得成本。

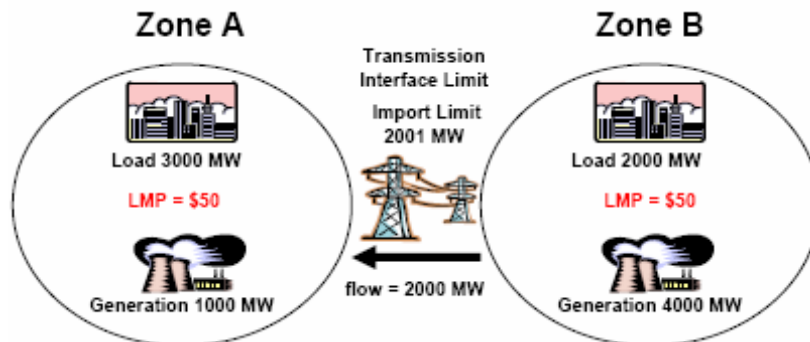


圖 7-7 日前的輸電限制(2001MW)高於 FTR (2000MW)的狀況

表 7-3 狀況(3)的結算情形

負載	日前 (MW)	日前 LMP(美元)	費用
Zone A	3000	50	150,000
Zone B	2000	50	100,000
合 計			250,000
發電	日前 (MW)	日前 LMP(美元)	收入
Zone A	1000	50	50,000
Zone B	4000	50	200,000
合 計			250,000

狀況(4) 延續狀況(3)，但即時運轉時的輸電限制(1000MW)低於 FTR

如圖 7-8 所示，負載為 3000MW，Zone B 的負載為 2000MW，因即時運轉時系統發生偶發事故，導致 Zone A 至 Zone B 的輸電限制降為 1000MW，因此必須重新調升 Zone A 發電出力至 2000MW、調降 Zone B 的發電出力至 3000MW，使輸電線路的潮流量降為 1000MW，此時壅塞情況仍發生，Zone A 的 LMP 為 100 美元，Zone B 的 LMP 為 50 美元。

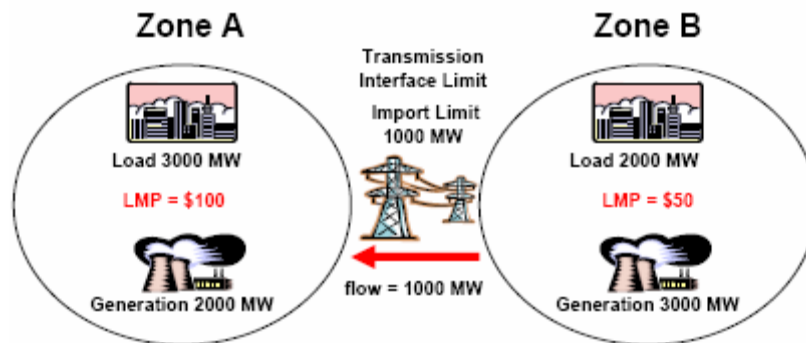


圖 7-8 即時運轉時的輸電限制(1000MW)低於 FTR 的狀況

即時市場的結算情形如表 7-4 所示，即時壅塞費用為-50,000 美元(等於即時費用減即時收入)。總壅塞費用為日前壅塞費用與即時壅塞費用之

和，所以狀況(3)與狀況(4)的總壅塞費用為-50,000 美元。所以即時市場發生壅塞情形，將導致壅塞費用收入的短缺，其解決方法就是降低 FTR 的百分比。

表 7-4 狀況(4)即時市場的結算情形

負載	即時 (MW)	變化量(MW)	即時 LMP(美元)	費用
Zone A	3000	0	100	0
Zone B	2000	0	50	0
合 計				0
發電	即時 (MW)	變化量(MW)	即時 LMP(美元)	收入
Zone A	2000	1000	1000	100,000
Zone B	3000	-1000	50	-50,000
合 計				50,000

#### 7.4 德州電力市場(ERCOT)的壅塞管理

與美國其他 4 個電力市場以及即將開放的中西部電力市場(MISO)相比，德州電力市場有其獨特的作法：德州電力市場採用區域型包裹模式提交發電和負載計劃以及輔助服務報價、定價和進行電網壅塞管理。2001 年 7 月 31 日，德州的 10 個調度中心合併為一個調度中心，即現在的 ERCOT 電力調度中心，同日 ERCOT 電力批發市場開始運行，並建立以區域定價和壅塞管理模式為特點的即時電力市場。2001 年 ERCOT 共設有 3 個壅塞管理區域(Congestion Management Zone)，壅塞區域的劃分標準是同一區域內的機組和負載對於同一 CSC 上的潮流變化必須有著類似的影響。2002 年 1 月 1 日起調整為 4 個壅塞管理區域，2004 年 1 月 1 日起再調整為現有 5 個壅塞管理區域，即南區、北

區、休斯頓區、西區和東北區。各區之間設有輸電界面限制，即所謂的 CSC (Commercially Significant Constraint，另稱為商業影響限制)，CSC 實質上是一組輸電線路的組合，目前計有 6 個 CSC 分別為南區→北區、南區→休斯頓區、北區→休斯頓區、西區→北區、東北區→休斯頓區和北區→西區，所圖 7-9 所示。在 ERCOT，造成區域間壅塞的市場參與者必須負責支付其壅塞費用，對於單一區域內的局部壅塞問題，ERCOT 則另採用一個局部壅塞管理(Local Constraint Management)模型進行管理，市場參與者可以購買輸電壅塞權來限制其所在區域的壅塞費用。

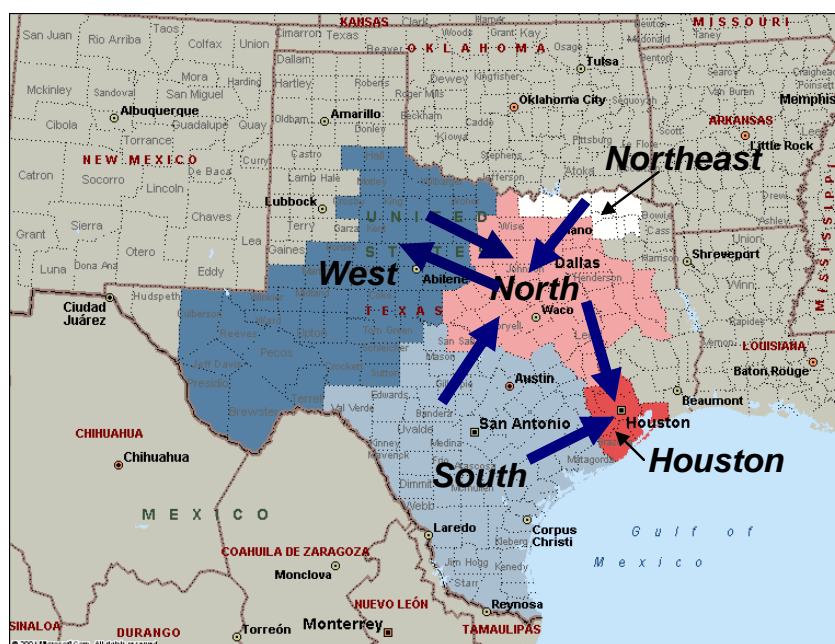


圖 7-9 ERCOT 之 5 個壅塞管理區域及 6 個 CSC

#### 7.4.1 ERCOT 即時能量市場與壅塞管理

ERCOT 能量市場以雙邊合約市場為主，雙邊合約市場的最大優點就是可以使市場參與者得到一個相對穩定的價格，以避免即時能量市場價格的不穩定性所帶來的風險。市場參與者在即時能量市場中進行即時的能量交易，雖

然即時能量市場能量買賣成交量只占整個系統總發電量的很小比例(小於5%)，但它在整個電力批發市場中的作用卻非常重要。即時能量市場藉由調整電網中各區域或各節點的出力解決即時運轉中的輸電壅塞以及平衡計劃發電和即時負載之間的誤差，同時用低成本的發電取代計劃中的高成本的發電。此外，平衡能量市場的價格還為市場參與者雙邊合約的簽訂提供重要的價格信號，雖然大多數能量的買賣都是由未來不同時期的雙邊合約進行交易，但是平衡能量市價仍會直接影響雙邊合約的價格。

在即時能量市場運轉前，所有的市場參與者都必須透過合格計劃體(QSE)提交其能量計劃，並且所提交的能量計劃中的供電量和用電量必須是相等的。ERCOT 透過即時能量市場購買平衡能量，以平衡合格計劃體的總計畫發電量和系統的負載預測之間的誤差，同時解決區域間輸電壅塞問題。ERCOT 的即時能量市場包括兩個子市場：區域間包裹式壅塞管理市場和區域內單機式壅塞管理市場。

#### 1、區域間包裹式壅塞管理市場(Zonal Portfolio Congestion Management Market)

ERCOT 的輸電系統及系統內的機組和負載均被事先劃分到某一個的壅塞區域(Congestion Zone)，由於同一個壅塞區域內的機組和負載對於同一 CSC 上的潮流變化有著類似的影響，所以 ERCOT 即時能量市場採用一個叫做 SPD(Scheduling, Pricing & Dispatching)的軟體進行調度能量，以解決壅塞問題和能量平衡問題。



在解決區域間壅塞的時候，SPD 假設同一區域內的機組和負載對於同一 CSC 有著相同的區域轉移因子(shift factor)，因此某一區域內的任何供需不平衡對於某一固定 CSC 的影響是相同的。即時能量市場的區域間壅塞管理是使用區域轉移因子以預測在已知系統狀態下各 CSC 上可能發生的壅塞；區域轉移因子由 ERCOT 根據最新的電網結構狀態而定，以求能準確反應各壅塞區域內的發電機組和負載對各 CSC 的影響。如前所述，日前的機組預定服務市場也是採用這種區域間壅塞管理方法和其他一些措施來預測次日各 CSC 上可能發生的壅塞，以決定是否需要在某些區域內購買機組預定服務以增加該區域內的能量投標，確保次日即時運轉時 CSC 上的壅塞能得到解決。

區域間包裹式壅塞管理市場的功能是購買包裹式平衡能量增量或平衡能量減量服務投標，藉以平衡即時運轉時合格計劃體(QSE)的發電計劃和 ERCOT 短期負載預測間的誤差，並解決區域間的壅塞。基本上，包裹式平衡能量服務投標是一個合格計劃體為某一個區域提交的平衡能量服務投標曲線，平衡能量投標包括平衡能量增量服務投標和平衡能量減量服務投標。平衡能量增量服務是指合格計劃體願意在計劃發電量的基礎上增加其機組出力，以提供更多的發電量。合格計劃體可以用一系列(MW·美元)組合點去確定它的投標價格曲線，其中任意兩個(MW·美元)組合點用一直線連接，此一投標價格曲線說明了合格計劃體不同出力的投標價格。由於投標曲線是一條單調上升曲線，所以當 ERCOT 向某一合格計劃體購買的平衡能量增量服務越

多，該合格計劃體所要求的價格也就越高。平衡能量減量服務則是指合格計劃體在計劃發電量的基礎上減少出力，藉由在市場中購買某一電量以滿足其本身的負載或雙邊售電合約。由於平衡能量減量服務將減少合格計劃體的發電量，使其運轉成本得以降低，所以平衡能量減量服務的投標價格是指合格計劃體願意付給 ERCOT 的價格，意即合格計劃體願意在 ERCOT 市場中購電的價格。平衡能量減量服務投標價格曲線是一單調下降曲線，當 ERCOT 向某一合格計劃體購買的平衡能量減量服務越多，該合格計劃體所付給 ERCOT 的價格也就越低。

ERCOT 使用一個線性化的區域包裹式壅塞管理模型來滿足發電量與 ERCOT 即時負載預測平衡，並解決所有區域間壅塞情況的前提下，使系統的運轉費用最低，使系統的收益最大化。該管理模型可同時計算出平衡能量服務的市場價格、CSC 壅塞影子價格以及對各合格計劃體的平衡能量服務的調度指令。ERCOT 區域市場價格(Zonal Market Clearing Price for Energy)等於該區域的邊際市場價格(Marginal Price)，CSC 壅塞影子價格等於解決區域間壅塞的邊際費用。

在市場結算時，ERCOT 使用這些 CSC 壅塞影子價格計算出各合格計劃體所造成的壅塞，同時將解決區域間壅塞的費用直接分配給造成壅塞的各合格計劃體。為了規避高壅塞費用的風險，合格計劃體可以購買輸電壅塞權(Transmission Congestion Right，簡稱 TCR)，ERCOT 會按照市場結算價格支

付給各合格計劃體提供的高於其計劃發電量的那部分電量，合格計劃體要按照市場價格向 ERCOT 支付低於其計劃發電量的那部分電量。同時合格計劃體要按照市場價格向 ERCOT 支付多消耗的電量，即超出其計劃用電量的部分，ERCOT 也會按照市場價格支付給合格計劃體低於其計劃用電的部分。

## 2. 區域內單機壅塞管理市場 (Unit Specific Local Congestion Management Market)

ERCOT 的區域內壅塞管理使用一個比區域間壅塞管理更為精確的運轉模型來指定調度某些發電機組，以解決可能發生的區域內壅塞(亦稱為局部壅塞)。

區域內單機壅塞管理市場的功能主要在於調度單機式平衡能量增量或平衡能量減量服務投標以解決局部壅塞問題，單機式平衡能量投標是一個合格計劃體為某個特定機組提交的平衡能量服務投標。區域內單機式壅塞管理過程可劃分為 4 階段：

- (1) 狀態評估(State Estimation，簡稱 SE)；
- (2) 偶發事件分析(Contingency Analysis，簡稱 CA)；
- (3) 輸電限制管理(Transmission Constraint Management，簡稱 TCM)；
- (4) 考慮系統安全限制的經濟調度(Security Constrained Economic Dispatch，簡稱 SCED)

在即時運轉的過程中，ERCOT 每 5 分鐘進行一次狀態評估和偶發事件分析，其最新的評估和分析結果將被應用於每 15 分鐘進行一次的即時能量市場

經濟調度程序，藉以進行局部壅塞管理。經濟調度程序係根據機組可能的運轉情況、機組報價、各節點的負載預測以及當時的電網結構、限制條件等參數，尋求一最經濟的機組調度方案。

狀態評估是根據電網系統的即時資訊(由 SCADA 提供)進行評估，同時確定系統中各發電機的狀態、節點的負載及電網結構；系統即時資訊包括各發電機的有效功率輸出和無效功率輸出、各節點的電壓值以及線路上的電力潮流。狀態評估的輸出包括電網各節點的發電量或負載量以及電網的結構，這些資訊將在第二階段的偶發事件分析程序進行分析，藉以判斷網路中所有輸電設備的狀態，例如輸電線路或變壓器能否在系統正常運轉的情況和 N-1 的偶發事故情況下，仍能穩定運轉於其額定容量的限制內。如果有設備超載或即將超載的情況發生，則該輸電線路及運轉狀態將進行第三階段的輸電限制管理分析。經過分析計算後，輸電限制管理程序可獲得各電網節點到該線路的轉移因子，再將轉移因子以及線路的額定容量限制作為關鍵性的安全限制條件進行第四階段的經濟調度。

考慮系統安全限制的經濟調度是區域內單機式壅塞管理的核心和關鍵，除了輸電限制管理程序獲得的關鍵性的安全限制條件，經濟調度程序還需知道機組在下一運轉時刻的可能出力、機組的報價以及各節點的負載預測等資訊。

由於合格計劃體並不向 ERCOT 提供單一機組的發電出力計劃，在局部壅塞市場運轉前，ERCOT 需要先根據所有運轉中機組目前的發電量來預測其在

下一個運轉時段的發電量；ERCOT 需要將每個合格計劃體在每一個區域目前的總發電量和下一時刻的包裹式計畫發電量之間的誤差分配到每一部發電機組；ERCOT 還需要將每一個合格計劃體在每一個區域的區域平衡能量調度分配到每一部發電機組，這兩種分配均使用相同的分配係數。對下一時刻的節點負載預測，ERCOT 利用在 15 分鐘內負載的變化量相對較小的特性，根據狀態評估所得到的系統現有各節點負載所占之比例及下一時刻負載預測總和計算獲得。最後，再根據最小成本原理以及前述的相關資訊，經濟調度程序即可獲得滿足安全限制的機組調度方案。

系統有了機組調度方案和各節點的負載預測值，即可進行偶發事件分析計算，再次尋找可能超載的輸電設備，然後進行輸電壅塞限制管理分析，產生新的關鍵區域內壅塞限制條件，然後再進行經濟調度程序分析以得到更新的機組調度。如此過程將反覆疊代循環，直到系統獲得一個能夠滿足系統所有安全限制且成本最低的機組調度方案。局部單機式壅塞管理的流程如圖 7-10 所示。

在局部單機式壅塞管理市場進行結算時，ERCOT 將根據發電機組的類型付給合格計劃體機組調度標準費用，同時將這些局部壅塞管理的費用按照各個合格計劃體的負載比例分攤給各合格計劃體。

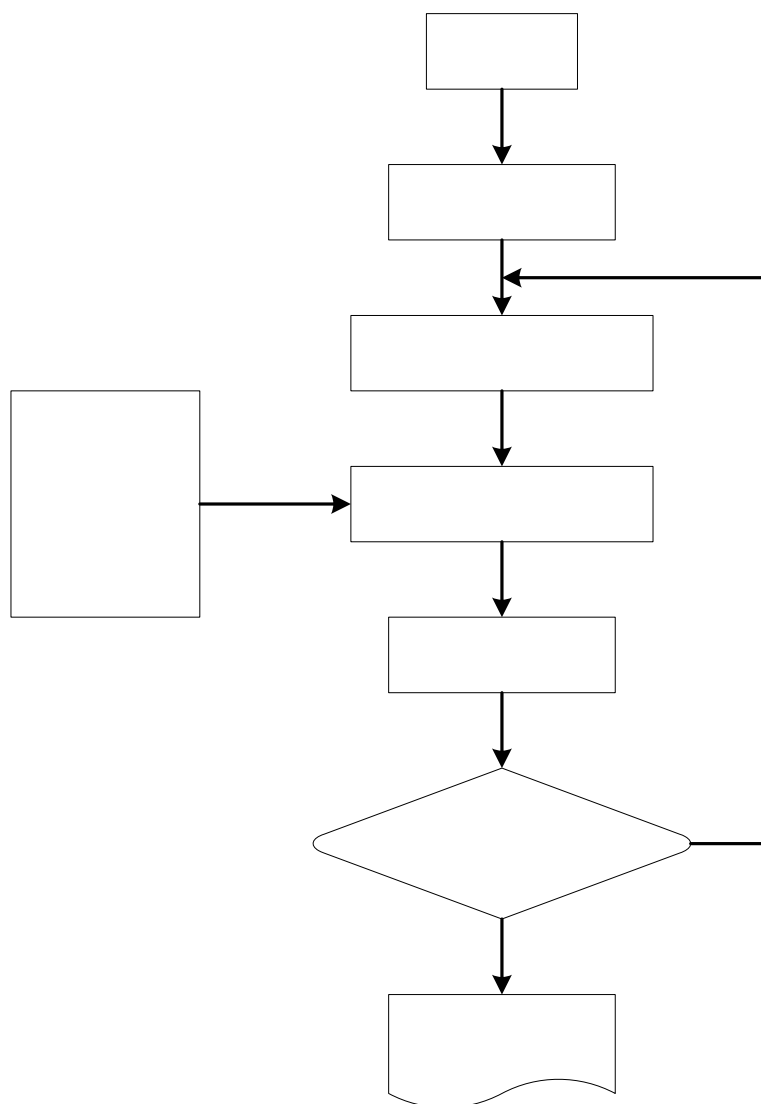


圖 7-10 局部單機式壅塞管理

### 3. 多步驟壅塞管理程序(Multi-Step Congestion Management Process)

ERCOT 調度包裹式平衡能量服務投標以解決區域間壅塞時，解決區域間壅塞的費用是直接分攤給造成壅塞的各合格計劃體，如果某一個合格計劃體的能量計劃造成區域間壅塞，ERCOT 會根據區域間壅塞的影子價格向該合格計劃體收取壅塞費用。

在解決局部壅塞時，ERCOT 調度的是單機式平衡能量服務投標，其解決

局部壅塞的費用是按照各個合格計劃體的負載比例分攤給各合格計劃體而不是直接分攤給造成壅塞的各合格計劃體。

因此，有必要將區域壅塞管理和局部壅塞管理作明確的區分。ERCOT 採用計劃-定價-調度(Scheduling -Pricing-Dispatching，簡稱 SPD)程式進行即時壅塞管理。SPD 在即時運轉時刻開始前的 14 分鐘開始啟動，大約 2 分鐘之後結束，結束時向各合格計劃體發出區域包裹式和單機式的調度指令。

SPD 的即時壅塞管理是依序進行的，首先，在滿足區域間輸電限制條件的前提下，根據各合格計劃體的區域能量計劃，調度包裹式平衡能量服務投標，使各區域保持能量供需平衡，此一過程即前述的區域間包裹式壅塞管理市場的過程；然後研判是否出現局部壅塞，如果 SPD 檢測到局部壅塞，則會根據單機式平衡能量服務投標，調度單機增加或減少發電量以解決局部壅塞，此一過程即前述的區域內單機式壅塞管理市場的過程。SPD 的即時壅塞管理步驟說明如下：

#### 步驟 1

ERCOT 調度包裹式平衡能量服務投標以滿足能量供需平衡，同時解決區域間壅塞，在此步驟 ERCOT 暫不考慮局部壅塞，僅考慮區域間的輸電限制條件。合格計劃體所收到的指令也都是區域包裹式的調度指令，並不涉及到單一機組的發電出力。在包裹式平衡能量調度結果的基礎上，如果 SPD 檢測到下一運轉時刻沒有局部壅塞，ERCOT 就會把此一步驟產生的調度指令作為最

後的調度指令發給各合格計劃體，SPD 在此一運轉時刻的運算也就停止了。如果 SPD 檢測到下一運轉時刻有局部壅塞出現，則繼續進行步驟 2 的計算，即解決局部壅塞的計算。

SPD 程式為一即時調度工具，由於受限於計算機運算能力和速度的限制，SPD 無法對每一個局部輸電限制都進行檢測，SPD 只能對預先選定可能發生局部壅塞的區域進行檢測研判，但要如何決定那些區域可能會發生局部壅塞的輸電限制則是一個非常複雜的過程。ERCOT 利用偶發事故分析(Contingency Analysis)程式預測和設定局部壅塞區域。在實際運用時，系統調度員也可以手動設定局部壅塞區域。ERCOT 使用的偶發事故分析軟體(CA)是一個全網路電力潮流計算分析軟體，可以根據最新的狀態評估結果對全網路進行電力潮流計算和分析，分析的情況包括基本網路模型狀況(Base Case)及所有的 N-1 偶發事故狀況(Contingency Case)。如果計算結果顯示某一輸電設備發生超載或其電力潮流接近輸電容量限制，偶發事故分析軟體就會將該區域設定為可能發生局部壅塞並告知 SPD。SPD 在作經濟調度時就會優先考慮這些局部輸電限制並加以解決，以避免發生局部壅塞情形；偶發事故分析軟體亦計算各個發電機組對可能發生局部壅塞區域的轉移因子，如果某一發電機組對可能發生局部壅塞區域的轉移因子達到設定值時，SPD 就會輸入該運轉資訊及相對應的轉移因子，並根據這些資訊尋找最經濟的方式以解決局部壅塞。

至於如何判斷下一個運轉時刻原先設定的區域是否會再發生超載情形，



SPD 則是根據各合格計劃體所提交各區域在下一個運轉時刻的能量計劃，按照一定的運算邏輯分配給其在該區域內的所有機組，並參考 EMS 所提供的各機組即時發電量數據，對每一機組的實際發電出力  $P$  進行第一次調整，調整結果為  $P_1$ ，此結果即為 SPD 對各機組在下一個運轉時刻發電出力的初次估算。隨後，SPD 再根據第一步的運算結果(每一個合格計劃體的在各區域的包裹式平衡能量調度指令)，對  $P_1$  再進行調整，得到  $P_2$ 。 $P_2$  即為 ERCOT 預測出來的各單機在下一個運轉時刻可能的最後發電出力水準。必須完成這些分析計算，SPD 才能預測出那些局部輸電限制在下一個運轉時刻中可能會發生超載。如果檢測到下一個運轉時刻將出現局部壅塞，SPD 就會繼續進行步驟 2 的運算。

## 步驟 2

SPD 根據單機式平衡能量服務投標以及步驟 1 偶發事件分析軟體所提供的各發電機組對局部輸電限制的轉移因子，以局部調度費用最低為最佳化目標，對單一發電機組發出增加發電量或減少發電量的調度指令，以降低其對局部壅塞的影響，進而達到解決局部壅塞的目的。SPD 根據步驟 1 的分析計算結果所預測的各發電機組在下一個運轉時刻可能的發電出力水準，再對其做一定的增、減發電量的調度，以決定該發電機組最後的發電出力。

為了減弱市場力對局部壅塞的控制與影響，ERCOT 規定單機式平衡能量服務投標必須是根據機組的技術種類而定，而不是由合格計劃體自行任意決

定。在每個月初，ERCOT 會根據天然氣的市場價格，對各技術種類的單機式平衡能量服務投標價格進行調整，並公布在 ERCOT 的網站上。

SPD 運算完成後，ERCOT 會透過 XML 或 Portal 將所有的包裹式和單機式調度指令以及能量市價發給各個合格計劃體。

#### 7.4.2 ERCOT 的非市場壅塞管理工具

除了購買和調度各類市場服務以完成系統即時的能量供需平衡和解決輸電壅塞外，ERCOT 還會運用一些非市場的壅塞管理工具，在市場機制不足或失效的情況下，發出管制指令以保證系統的穩定可靠與安全運轉。ERCOT 主要有三種非市場壅塞管理工具(Non-Market Congestion Management Tools)，包括：強制容量服務(Out-of-Merit Capacity，簡稱 OOMC)、強制能量服務(Out-of-Merit Energy，簡稱 OOME)以及系統安全必須運轉機組服務(Reliability Must Run，簡稱 RMR)。在一般情況下，ERCOT 均能有效地透過市場解決區域間壅塞，因此，這三種非市場的壅塞管理工具主要是用來協助解決局部壅塞的問題。茲將此三種非市場的壅塞管理工具簡單說明如下：

##### (1) 強制容量服務(OOMC)

OOMC 是機組預定服務的一種，但它並不是在市場中購得，也不依照機組預定服務市價進行補償，而是藉由管制手段由 ERCOT 直接徵用，並依照啟動及運轉成本加一定利潤的方式給予補償。ERCOT 調度的 OOMC 機組，一般都是待機機組或是在運轉中但卻沒有容量服務投標的機組，由

於沒有投標，而 ERCOT 又需要運轉這些機組才能維持系統的穩安全與供電可靠，所以只能發出強制指令要求其啟動併聯並提供服務。ERCOT 調用 OOMC 服務的目的是為了增加系統可用容量(亦稱備轉容量)，合格計劃體必須在能量市場為接到 OOMC 指令的機組提交能量投標，並保證機組在指定的時段內可以併聯在系統上運轉，如此，ERCOT 才能在即時運轉時透過能量市場購買其能量，以協助解決輸電壅塞、能量平衡和其他的系統可靠度問題。

## (2)強制能量服務(OOME)

OOME 服務是一種平衡能量增量或減量服務。提供 OOME 的機組並不一定沒有向能量市場提交單機式平衡能量服務投標，在系統即時運轉時，如果運轉平衡能量市場的系統軟體 SPD 沒有調用某一發電機組，而系統調度員另根據其他分析認為需要調用該發電機組或者 SPD 對該機組發出指令但卻與系統調度員的決定不一致，則調度員可能會藉由 OOME 指令調用或調整該機組的發電出力水準，以解決壅塞或某種緊急狀況，確保系統得以安全可靠運轉。在缺少平衡能量減量投標的情形下，調度員可以使用 OOME 指令要求某些機組解聯。因為 OOME 是一種強制服務，所以對於 OOME 的補償並不全是依照能量市價，而是受到相當程度的管制調整。

ERCOT 系統內所有註冊的機組均按其技術類別加以分類。如果某一

機組收到 OOMC 或 OOME 調度指令且確實提供該服務，ERCOT 就會根據其機組技術類別進行補償，此項補償必須確保該發電機組因提供 OOMC 或 OOME 而增加的啟動和運轉費用可以收支相抵，同時可以獲得一定的利潤，如果提供服務當時的能量市價很高，ERCOT 也會依相關規定將合格計劃體當時的超額利潤部分加以收回。

### (3)系統安全必須運轉機組服務(RMR)

RMR 服務，是指某一機組本來沒有規劃併聯運轉，但由於系統安全可靠度的考量，而需要其經常併聯在系統上運轉，以因應系統隨時可能發生的容量或能量需要。基本上，ERCOT 的 RMR 機組都是一些老舊、效率偏低的機組，因為運轉和維修成本過高，無法在市場與其他機組競爭；如果該合格計劃體希望用該機組向 ERCOT 提供 RMR 服務時，則需要同時向 ERCOT 提交 RMR 合約申請，ERCOT 則會做進一步的技術研究和成本分析，研判是否有需要與該機組簽定 RMR 合約(時間一般不超過 1 年)，或者是有其他更經濟的解決方案。RMR 合約的申請和簽定是自願的，在簽定 RMR 合約前，合格計劃體必須使其機組符合一定的技術規範與可靠度要求。RMR 合約簽定的是一台發電機組的全部容量，而不是部分容量；已經簽定 RMR 合約的機組不能再參加容量或能量雙邊合約市場，也不能用來為其合格計劃體提供輔助服務。但如果 ERCOT 要求某一 RMR 機組併聯運轉於在低載情況時，則其合格計劃體可以在能量市場為該 RMR 機

組剩餘部分的發電能力提供能量投標。又因為 ERCOT 的 RMR 機組都是老舊機組，因此無法長時間連續運轉，如果 RMR 機組在某個月被調用，其合格計劃體必須在兩周內向 ERCOT 提供該機組在該月份剩餘的可調用時數。對 RMR 機組的補償分成兩部分，一部分是容量費率，無論該機組是否被調用，均依即時的容量結算價格給予該機組補償；另一部分是能量費用，每次被調用，ERCOT 均會根據合約給予該 RMR 機組一定的啟動費用和運轉費用。ERCOT 也會根據合格計劃體事後提供的實際成本數據，對最初支付的能量費用進行調整，使其能量費用的支付能符合該機組實際的啟動和運轉費用。

如果調度 RMR 機組是最經濟的選擇，且其所產生的可靠度支持效果又是與 OOMC、OOME 相同，則 ERCOT 會儘量在調用 OOMC、OOME 服務之前就優先調度 RMR 機組。

#### **7.4.3 ERCOT 的輸電壅塞權(TCR)**

輸電壅塞權為市場參與者在遭遇區域間壅塞邊際費用時提供有效的金融保護。區域間壅塞的總費用包括機組預定服務市場和即時能量市場解決區域間壅塞的所有費用。TCR 的擁有者會得到一筆補償，補償金額相當於在該 CSC 上相等數量的計劃電力潮流量所需要支付直接分擔的壅塞費用。ERCOT 對 TCR 的定義是：一份 TCR 就是其擁有者對於某一指定 CSC 在某一指定小時的一份金融上的權力，此金融上的權力使其擁有者能得到一筆補償，補償金

額相當於在該小時內即時能量市場所有 15 分鐘運轉時段的平均影子價格和該小時機組預定服務市場的影子價格之和。

ERCOT 另外有一種 TCR，稱為預留輸電壅塞權(Pre-assigned Transmission Congestion Right，簡稱 PCR)，在功能面和金融面，PCR 與 TCR 均相同。PCR 是專為某些電力合作社或市政電力公司而設計的，如果某電力合作社或市政電力公司在 1999 年 9 月 1 日之前簽署有長達 5 年以上的電力供應合約，並且合約指定電力需由遠距離的發電機組供應電力，則該電力合作社或市政電力公司可以享有 PCR。對於任何一個 CSC 而言，分配出去的 PCR 不能超過該 CSC 總共擁有 TCR 數量的 25%，但分配出去的 PCR 必須足夠，才能確保電力合作社和市政電力公司在進行合約中指定的遠方電力傳送時不會受到直接分擔的區域間壅塞費用的金融損失。

市場參與者藉由參加 TCR 拍賣購買其所需的 TCR。與 TCR 不同的是：PCR 是依一定的規則分配給合格的市場參與者。某一 CSC 的 PCR 的價格是該 CSC 的 TCR 在年度拍賣的市價的 15%。與 TCR 相同的是：PCR 也可以在 TCR 市場中進行交易。PCR 的擁有者也可以向 TCR 市場購買更多的 TCR。

#### **7.4.4 ERCOT 的 TCR 的年度和月份拍賣量**

在進行 TCR 年度和月份拍賣之前，ERCOT 需要事先算出可以出售的 TCR 數量。計算 TCR 年度可出售量的第一步是在年度分析中，藉由系統安全和預先事故分析計算出每一個 CSC 在夏季負載尖峰時的輸電容量。由於系統的情

況隨時發生變化，因此 CSC 的實際輸電容量也不停地在發生變化。ERCOT 藉由考慮夏季負載尖峰時各節點的負載預測、各節點以及節點所在壅塞區域對 CSC 的轉移因子之差，對預測 CSC 的輸電容量做出調整。經調整後的 CSC 輸電容量即為該 CSC 年度可出售的 TCR 數量。在 ERCOT 電力市場，任何合格計劃體對某一 CSC 所擁有的 TCR 和 PCR 的總和不能超過該 CSC 的總 TCR 數量的 25%。

在年度拍賣時，ERCOT 會針對拍賣年度的每一小時，出售每個 CSC 年度 TCR 可出售量的 60% 和 PCR 之差(即  $60\% \times \text{年度 TCR} - \text{PCR}$ )，年度 TCR 的最終分配則是依據年度拍賣結果而定。在年度拍賣時，ERCOT 使用 TCR 年度可出售量計算合格計劃體的 25% 限量擁有權。年度 TCR 拍賣必須在每年 12 月 15 日之前完成，日期由 ERCOT 決定後公告。

在月份拍賣時，ERCOT 會在確保市場收支平衡的前提下，根據對該月份所做的系統預測決定每一個 CSC 的 TCR 可出售量。所謂的市場收支平衡是指在即時能量市場和機組預定市場對所有的 TCR 進行結算後，ERCOT 不應該出現盈餘或虧損。月份拍賣也是對拍賣月份的每一小時逐一進行。月份拍賣時所拍賣的每一個 CSC 的 TCR 數量是其 TCR 月份可出售量減去 PCR 再減去 TCR 年度拍賣已售出量(月份 TCR - PCR - 已售出的年度 TCR)。月份 TCR 的最終分配則是依據月份拍賣結果而定。ERCOT 使用 TCR 年度可出售量和月份可出售量兩者中之較大者計算合格計劃體的 25% 限量擁有權。月份 TCR 拍

賣必須在每月 15 日之前完成，日期由 ERCOT 決定後公告。

## 7.5 加州電力市場的壅塞管理

### 7.5.1 區域阻塞管理市場

計劃協調公司在前一日上午 10:00 前向加州 ISO 提交平衡的能量計劃(發電量和用電量必須相等)。發電量包括自行的發電量以及透過雙邊合約向其他計劃協調公司購買的電量；用電量則包括本身的負載、損耗以及透過雙邊合約賣給其他計劃協調公司的電量。計劃協調公司另外還要向 ISO 提交參加日前壅塞管理市場的平衡能量增量競標報價。

在日前市場中，ISO 對系統壅塞的管理主要是針對區域間的壅塞，即需確認所有日前提提交的能量計劃中的電力傳輸要求會不會造成區域間的傳輸壅塞。加州 ISO 對日前區域間壅塞管理是依『市場分離』的原則進行管理，其內容就是如果 ISO 需要調整任何一個計劃協調公司的能量計劃以協助解決壅塞時，必須不能破壞該計劃中原有的供需平衡，即 ISO 需同時調用其平衡能量增量和平衡能量減量投標，使其最後的能量計劃中之發電量和用電量仍然維持平衡。調整的原則是：那個計劃協調公司的平衡能量投標報價最低，即表示其給予該傳輸容量的價值最小，ISO 就先調整該計劃協調公司的能量計劃，然後，依序繼續調整下一個有最低平衡能量投標報價的能量計劃，直到壅塞解決為止，最後一個被調整計劃的平衡能量投標報價將決定該輸電壅塞的價格，每一個有計劃能量通過該輸電線路的計劃協調公司必須按此輸電壅



塞價格向 ISO 支付壅塞費。ISO 將收到的壅塞費按一定規則支付給擁有金融輸電權的計劃協調公司或者輸電公司。

在進行壅塞管理時，ISO 對於區域間輸電容量的分配是按種類、按順序進行的。加州 ISO 目前有四種容量分配等級，按優先權高低依次為：固定現有輸電權、新固定輸電權、有條件地提供的固定輸電權及用於其他用途的非固定現有輸電權。

如果沒有區域間壅塞發生，則 ISO 接受所有的能量計劃，該計劃即成為各協調計劃公司最後的能量計劃。如果有區域間壅塞發生，ISO 會先按比例削減使用非固定現有輸電權的能量計劃；如果壅塞繼續存在，則再按比例削減使用帶有附加條件的固定現有輸電權的能量計劃；如果壅塞仍然存在，就根據『市場分離』原則，依平衡能量增量及減量投標調用最經濟的平衡能量；如果所有的平衡能量投標均被調用而壅塞仍然無法解決，則削減新固定輸電權的能量計劃；最後，如果壅塞仍然存在，則即會削減使用固定現有輸電權的能量計劃。

### **7.5.2 金融輸電權市場(Congestion Revenue Right Market)**

加州電力市場現存的針對實際輸電線路的輸電權(Firm Transmission Rights)將被一種新的壅塞風險遏制機制即金融輸電權(Congestion Revenue Right，簡稱 CRR)取代。CRR 是一種定義為從注入點到輸出點(point-to-point)的金融權，用於幫助擁有 CRR 的市場參與者減低由於該注入點到該輸出點之

間的輸電壅塞帶來的金融風險。注入點一般是發電節點或一個交易集散地(Trading Hub)，輸出點一般是負載區域(Load Zone)或一個交易集散地。目前加州 ISO 考慮提出責任輸電權(Obligation)，如果輸電壅塞發生在從注入點到輸出點的方向上，該責任輸電權的擁有人就會得到一定的壅塞補償費用；如果輸電壅塞發生在從輸出點到注入點的方向上，即該責任輸電權的反方向上，則該責任輸電權的擁有人就需要付出一定的壅塞費用，如圖 7-11 所示，責任輸電權的擁有人必須支付 1500 美元的壅塞費用。

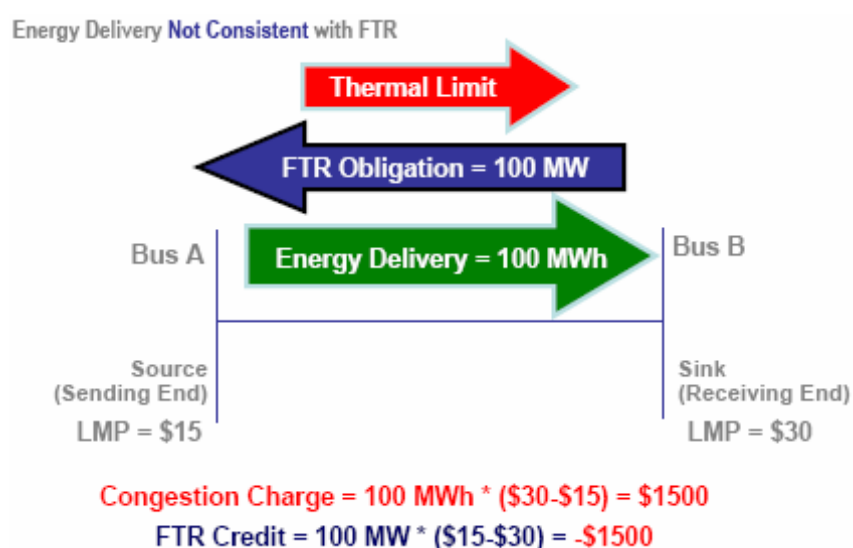


圖 7-11 輸電壅塞與責任輸電權(Obligation)反方向

加州 ISO 也提供另一種 CRR：選擇性輸電權(Option)，如果輸電壅塞發生在從注入點到輸出點的方向上，該選擇性輸電權的擁有人就會得到一定的壅塞補償費用，如圖 7-12 所示，選擇性輸電權的擁有人可獲得 1500 美元的壅塞補償；輸電壅塞發生在從輸出點到注入點的方向上，即該選擇性輸電權的反方向上，該選擇性輸電權的擁有人不需要付出任何壅塞費用，如圖 7-13 所示。

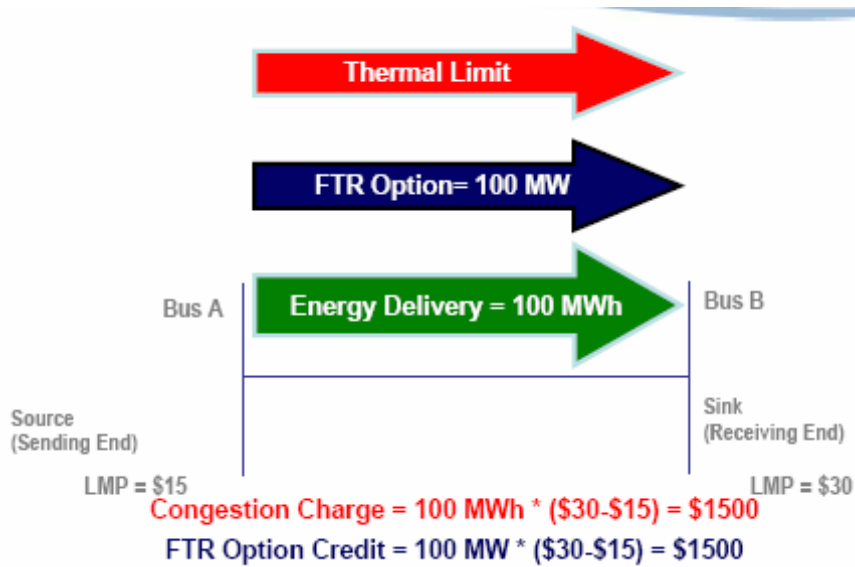


圖 7-12 輸電壅塞與選擇性輸電權(Option)同方向

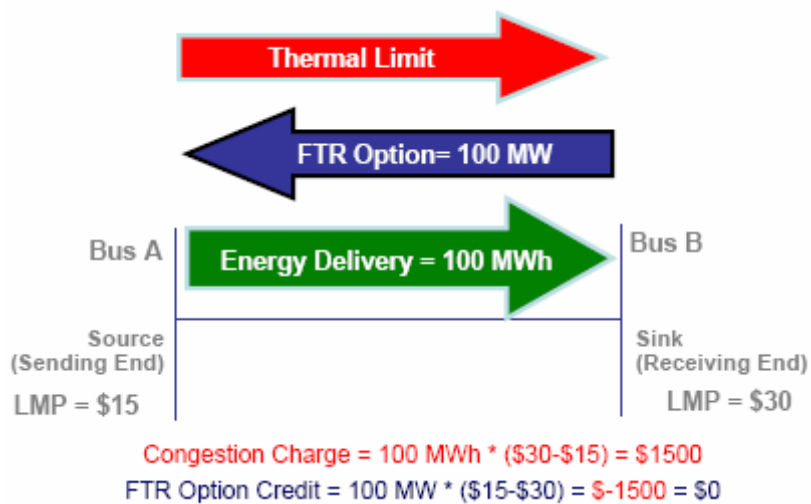


圖 7-13 輸電壅塞與選擇性輸電權(Option)方向相反

加州 ISO 將把 CRR 首先分配給擁有長期輸電合約的電力供應商，如果把分配出去的 CRR 的注入和輸出當作發電和負載進行電力潮流分析，在系統任單一偶發事故(N-1)的情況下，系統不應發生任何過載的情況。CRR 分配完畢之後如有剩餘，ISO 再將其放入金融輸電權市場進行拍賣。金融輸電權市場按月份和按年度兩種，拍賣的金融輸電權包括兩種：尖峰負載時段的金融輸

電權和離峰時段的金融輸電權。無論是分配還是拍賣金融輸電權，系統都採用完全網路模型，儘可能量預估和考慮所有可能的檢修計劃，使金融輸電權市場的網路模型與日前綜合期貨市場的網路模型儘量接近。

### 7.5.3 日前綜合期貨市場(Day Ahead Integrated Forward Market)

日前綜合期貨市場採用考慮安全限制條件的機組預定(SCUC)演算方式以及一個包含了所有網路節點和輸電限制的完全網路模型，尋找一個能夠平衡能量供需、解決輸電壅塞、並滿足系統對於輔助服務的需求的綜合最佳解，即所謂的輔助服務和能量的綜合最佳化(Ancillary Service and Energy Co-optimization)。ISO 將儘量使日前市場使用的網路模型與即時市場採用的網路模型一致，以促進日前市場和即時市場的能量價格期望值的收斂。計劃協調公司提交給日前綜合期貨市場的有：能量供給報價、能量需求報價、不含報價的自我能量計劃、輔助服務自行提供計劃、輔助服務供給報價等。能量供給報價包括三個部分：啟動費用、機組維持在最低出力的運轉費用以及能量遞增費用曲線。日前市場也是一個金融期貨市場，允許計劃協調公司提交虛擬的發電用電計劃，其實質相當於金融責任的相互轉移。綜合期貨市場根據這些報價與計劃來運轉市場、計算節點邊際價格(LMP)和產生日前或小時前的能量計劃。每一個節點上產生的 LMP 都包含三項費用：能量、輸電壅塞以及輸電損耗。對於發電機組的結算，是使用該機組所在節點的 LMP。對於負載而言，系統需要對一個負載區域內所有節點的 LMP 進行加權平均，以求得

該負載區域的能量市場結算價格，在該區域的計劃購電或負載都要用這個價格來進行結算。為抑制市場力操縱與影響，所有的 LMP 都被限制在 250 美元/MWh 以下；此外對可能的局部市場操縱行為也有專門的遏制措施，例如對投標限價。如果 ISO 收到的金額少於付出的金額，差額將按照一定的規定在計劃協調公司之間攤平。

## 7.6 輸電壅塞情況下 LMP 的計算

輸電系統沒有發生輸電壅塞情況，則全系統各個節點的邊際價格均相同，皆由邊際機組決定；然而，如果發生輸電壅塞情況，則各個節點的邊際價格將有明顯的差異，這個差異與電網的結構、電源的分布有密切的關聯性，此關聯性可以由一組節點與機組的靈敏係數來表示，此時各個節點的邊際價格為該節點的靈敏係數(Sensitivity Factor) 與各相對應邊際機組價格的乘積之和。以一簡單的 5 個匯流排的電力系統說明在輸電壅塞情況下，各個節點邊際價格的計算：負載匯流排為 B、C、D，負載大小均為 300MW，合計系統總負載為 900MW，各發電機組的報價如圖 7-14 所示。如果不考慮匯流排 E 與匯流排 C 之間的輸電限制，則 Sundance 電廠的發電機組為邊際機組，故其價格 \$30/MWh 將成為系統各匯流排的邊際價格，電力潮流的分布如圖 7-15 所示，匯流排 E 與匯流排 C 間的電力潮流量為 253MW；若考慮匯流排 E 與匯流排 C 之間的輸電限制(240MW)，則必須重新調度機組發電出力，此時須調降 Park City 機組出力至 66MW、調升 Sundance 機組出力至 124MW，使 E 與

C 間的電力潮流量降為 240MW，如圖 7-16 所示。

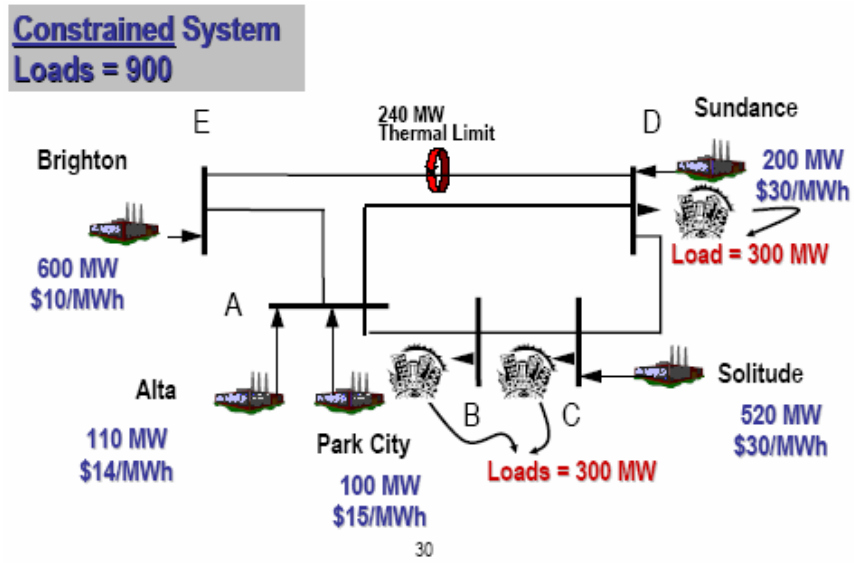


圖 7-14 系統總負載與各發電機組的報價

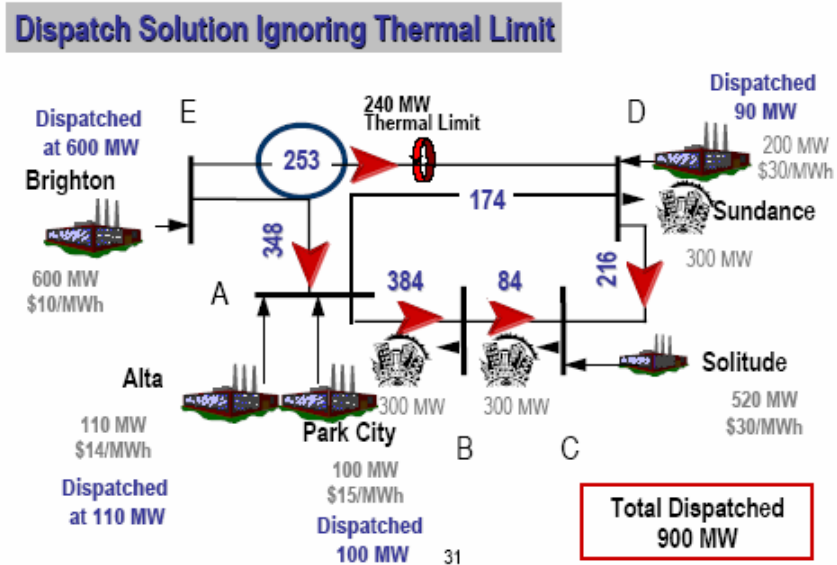


圖 7-15 電力潮流的分布情形

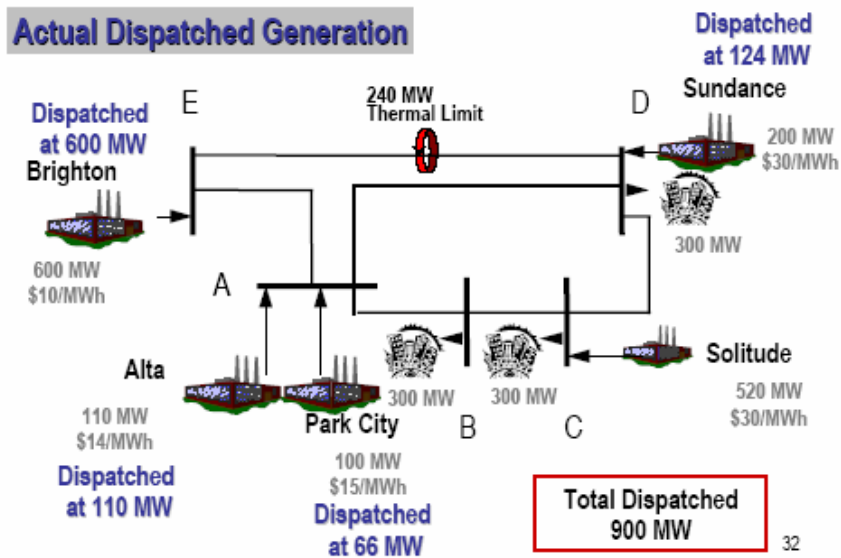


圖 7-16 重新調度機組發電出力後，電力潮流的分布情形

所以，在輸電壅塞的情況下，Park City 機組與 Sundance 機組均為邊際機組，其價格分別為\$15/MWh、\$30/MWh；各匯流排對 Park City 機組與 Sundance 機組的靈敏係數及各匯流邊際價格(LMP)的計算如表 7-5 所示，最後，各匯流的邊際價格、機組發電出力及線路電力潮流如圖 7-17 所示。

表 7-5 各匯流排對兩邊際機組的靈敏係數及各匯流邊際價格

Bus	Sensitivity Factors (for 1 MWh of Load Supplied from)		Calculation	LMP
	Park City @ \$15/MWh	Sundance @ \$30/MWh		
A	1.0 MWh	0.0 MWh	1.00 (\$15) + 0.00 (\$30)	\$15.00
B	0.59 MWh	0.41 MWh	0.59 (\$15) + 0.41 (\$30)	\$21.14
C	0.43 MWh	0.57 MWh	0.43 (\$15) + 0.57 (\$30)	\$23.51
D	0.00 MWh	1.00 MWh	0.00 (\$15) + 1.00 (\$30)	\$30.00
E	1.30 MWh	-0.30 MWh	1.30 (\$15) + -0.30 (\$30)	\$10.50

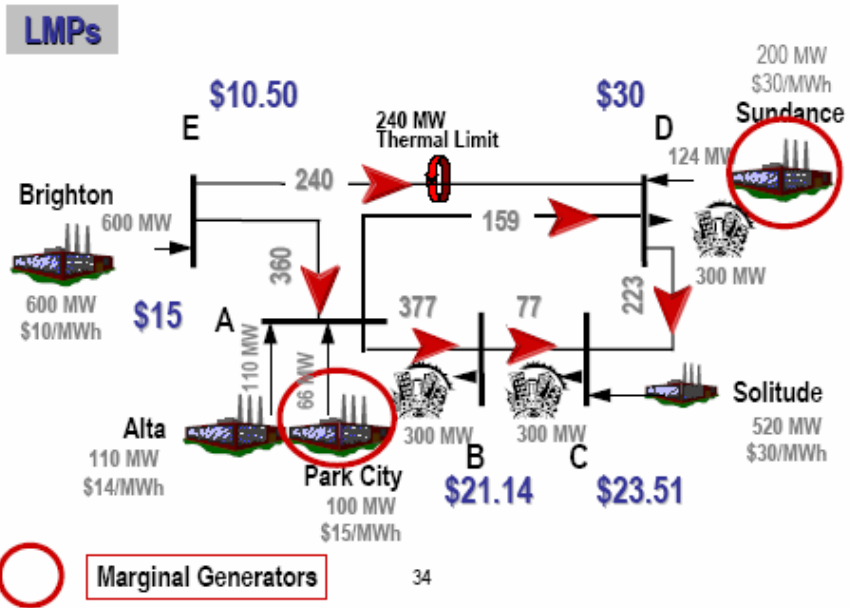


圖 7-17 各匯流的邊際價格、機組發電出力及線路電力潮流



## 捌、實習成果

本次奉派於德州大學阿靈頓分校能源系統研究中心研習期間共發表兩篇論文如附錄，分別刊登於 2007 IEEE IAS Industry & Commercial Power System Technical Conference 及 2007 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting，論文如下：

1. Role and Value of Pumped Storage Units in an Ancillary Services Market for Isolated Power Systems – Simulation in the Taiwan Power System
2. Role and Value of Demand Response in Taiwan Power System

## 玖、研習情形評語



THE UNIVERSITY OF TEXAS AT ARLINGTON

ENERGY SYSTEMS RESEARCH CENTER

February 9, 2007

TO WHOM IT MAY CONCERN

Dear Sir/Madam:

Dr. Chin-Chung Wu has visited the Energy Systems Research Center (ESRC) at the University of Texas at Arlington as a research scholar since September 2006. He has very sound fundamental concepts in power system operation and dispatching and has great talent in solving complicated problems independently. He is ready to take challenges and assume more responsibilities in the operations, reliability, and security of Taiwan Power system. I believe that his performance will be above and beyond a "normal" engineer and become great asset to Taipower. Enclosed is the list of activities during his staying at ESRC. Please feel free to contact me if you need other information.

### **Training**

1. He has attended Power System Planning, Operation, and Control in a Deregulated Environment and Wheeling Charge Calculation Theory courses in the fall 2006.
2. He has attended Locational Marginal Price (LMP) and Congestion Management of the ISO New England in the winter 2006.
3. He has attended an on-line training course to understand the market development, capacity market, energy market, locational marginal price calculation, congestion management, load participation, settlement, and event handling of the PJM Market.
4. He has attended an on-line training course to understand the Ancillary Service, Demand Response Programs, Market and Scheduling of the ERCOT Market.
5. He has attended an on-line training course to understand the Energy Imbalance Service (EIS) of the SPP Market.
6. He has attended American Wind Energy Association (AWEA) Wind Energy 2006 Fall Symposium at Phoenix AZ (12/06/2006-12/08/2006)

### **Areas of Research**

1. The Operation of the Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) Market

Dr. Wu has in-depth knowledge about the ERCOT market. He has done extensive research on the ERCOT market. In addition to the information from the ERCOT web site, he has visited ERCOT to discuss the market development, generation planning, system dispatching, ancillary services, capacity market, energy market, commercial significant constraints, shifting factor, congestion

Page 1 of 3

management, load participation, demand side management, settlement, and renewable energy with ERCOT engineers.

2. Demand Response Programs in the United States and Load Participations in the ERCOT's Ancillary Services Market

In May 1999, the Texas Legislature passed a bill that allows electric choice for most Texas consumers to begin in January 1, 2002. The Texas Electric Competition Act (SB7), signed on June 18, 1999 by Governor George W. Bush, put electric utility restructuring into motion. A series of events and changes as show below began the reorganization of the electric utility industry in Texas, enable ERCOT to provide the platform on which the industry is making its transition to retail competition and on which it will operate the new electric utility marketplace for Texas.

In the restructured market, the Public Utility Commission of Texas (PUCT) has established a framework to ensure greater participation by load resources in the future compared to before. Participation by loads in the restructured ERCOT market serves the purpose of enhancing competition in markets, mitigating unwarranted price spikes, encouraging the demand side of the market to respond better to wholesale price signals, and preserving system reliability.

Qualified customers, with the ability to curtail electricity demand, are encouraged to participate into both the energy and ancillary service (AS) markets in Texas. Interruptible customers are considered as resources to the system comparable to the generating facilities.

The procedure of providing a demand-side resource is complicated. Generally speaking, demand-side resources must be tested and registered, and then included in ancillary services plans or offered to a market. Dr. Wu has discussed the engineers of the Formosa Plastic Co., USA at Point Comfort, TX to understand the detailed procedures to qualify an industrial user to participate in ERCOT's LaaR market. His research has led to a paper presentation at up coming 42th IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS 2007) at New Orleans, Louisiana State.

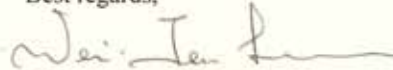
3. Renewable Energy

Following in the steps of the gas industry, the traditional paradigm of the vertically integrated electric utility structure has begun to change. In the United States, the Federal Energy Regulatory Commission has issued several rules and Notices of Proposed Rulemaking to set the road map for the deregulated utility industry. The crisis in California has drawn great attention and sparked intense discussion within the utility industry. One general conclusion is to rejuvenate the idea of integrated resource planning and promote the distributed generation via traditional or renewable generation facilities for the deregulated utility systems. Texas is one of the earliest states to establish an Independent System Operator (ISO) for the security operation of the Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) system. We are aware the importance in balancing the environmental

concern and reliable power supply. Senate Bill 7 at Texas 76th Legislative session in 1999 mandated the installation of at least 2000 MW additional renewable energy by 2009. Other states are likely to follow and set up similar requirements.

Wind generation and photovoltaic are the most mature and cost effective measures among different renewable energy technologies. According to American Wind Energy Association, Texas has 136 GW wind power potential and 2400 MW wind generation have been installed since 2006. The current wholesale price for energy from wind farm is compatible with the traditional fossil fuel plants. However, the wind speed is uncontrollable and generally blows stronger in the night time. This makes the wind generation less dependable and therefore difficult to be considered as mainstream generation facilities. These deficiencies can be reduced if one can develop a hybrid generation plant that combines the wind generation and photovoltaic. Dr. Wu has performed research on the development of wind generation and photovoltaic technologies

Best regards,



Wei-Jen Lee, Ph.D., PE  
Director and Professor  
Energy Systems research Center  
The University of Texas at Arlington  
UTA Box 19048  
Arlington TX 76019  
Tel: 817-272-5046; Fax: 817-272-5042; e-mail: wlee@uta.edu

## 拾、參考文獻

- [1] PJM 網站，<http://www.pjm.com/>
- [2] NY-ISO 網站，<http://www.nyiso.com/>
- [3] ISO-NE 網站，<http://www.iso-ne.com/>
- [4] ERCOT 網站，<http://www.ercot.com/>
- [5] CAISO 網站，<http://www.caiso.com/>
- [6] FERC Staff Report, “Assessment of Demand Response & Advanced Metering,” <http://www.ferc.gov/> (2006)
- [7] PJM, “eMKT User Guide,” (2004)
- [8] B. J. Kirby, ” Spinning Reserve From Responsive Loads,” Oak Ridge National Laboratory (2003)
- [9] Eric Hirst, “ Price-Responseive Demand as Reliability Resources,” Consulting in Electric-Industry Restructuring Oak Ridge (2002)
- [10] Gianfranco Chicco, and George Gross,” Competitive Acquisition of Prioritizable Capacity-Based Ancillary Services,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 569-576 (2004).
- [11] Shmuel S. Oren,”Design of Ancillary Service Markets,” Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences (2001)
- [12] Maree A. Bolton Zammit, David J. Hill, and John Kaye,” Designing Ancillary Services Markets for Power System Security,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 675-680 (2000)
- [13] Harry Singh, and Alex Papalexopoulos,”Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, pp. 498-504 (1999)
- [14] New York ISO,” 2003 State of the Market report,” (2004)

- [15] PJM, "Locational Marginal Pricing," PJM Member Training Department, March 2006
- [16] New York ISO, "Locational based Marginal Pricing," (2006)
- [17] ISO New England, "2005 Annual Markets Report," (2006)
- [18] Hung-po Chao, "ISO New England State of the Market Report 2005," NEPOOL Summer Meeting, June 2006
- [19] ERCOT, "ERCOT Wholesale Market Operations," Wholesale Basics Class Handouts, June 2006
- [20] 劉寶華等，美國電力市場，中國電力出版社，2005
- [21] FERC, "2004 State of the Market Report: An Assessment of Energy Markets in the United States in 2004," July 2005
- [22] GAO, "Electricity Markets – Consumers Could Benefit from Demand Programs, but Challenges Remain," August 2004
- [23] DEFG, "A Critical Examination of Demand Response Programs at the ISO Level: End Goals, Implementation and Equity," October 2005
- [24] Pat Wood III, "Demand Response: Making it Work for Customers," June 2005
- [25] Demand side working group, "Load Participation in the ERCOT Market," August 2003

## 拾壹、附錄

# Role and Value of Pumped Storage Units in an Ancillary Services Market for Isolated Power Systems – Simulation in the Taiwan Power System

Chin-Chung Wu<sup>1</sup>

Wei-Jen Lee<sup>2</sup>  
Fellow, IEEE

Ching-Lung Cheng<sup>1</sup>

Hong-Wei Lan<sup>1</sup>

1. System Operation Department, Taiwan Power Company, Taipei, Taiwan, ROC
2. Energy Systems Research Center, University of Texas at Arlington, Arlington, TX 76019

**Abstract--** For isolated power systems, an efficient and effective ancillary services market is one of the most important tools to ensure the system security and service quality. It is recognized that pumped storage units can play a unique role in the operation of isolated power systems. As part of the introduction of the ancillary services for Taiwan, a study was performed to identify the role and value of pumped storage units in the fast-response reserve market. This paper analyzes the actual dispatching schedules of pumped storage units in Taiwan Power System (TPS) to provide fast-response reserve when system was operated under seriously insufficient conditions at year 2004. The results are used to quantify the value of pumped storage units in the ancillary services market. Since the dispatching schedules of pumped storage units determined the cost of fast-response reserve in the ancillary services market in TPS, the actual operating experience of pumped storage units studied in this paper can be used to evaluate the impact on the system security and to further define the role of pumped storage units in the ancillary services market.

**Keywords—**load-frequency sensitivity factor, reasonable spinning reserve requirements, one-minute recovery frequency

## I. INTRODUCTION

For a power system, ensuring the system security and service continuation are the most important goals of system operators. While definitions may vary, the aim of the ancillary service market is used to ensure system security, and ancillary services are generally accepted to be those resources and actions that ensure the security and quality of supply needs of the power system [1]-[2]. This includes frequency control, automatic generation control, spinning reserve, non-spinning reserve, black-start capability, voltage support and reactive power control. Frequency control and automatic generation control could also be called as the fast response reserve (FRR).

The frequency of an isolated power system drops rapidly when the power supply of the system suddenly becomes insufficient due to a loss of the largest on-line generating unit. Therefore, it is very important for an isolated power system to schedule sufficient fast response reserve capacity to maintain system frequency within acceptable levels without customer-load shedding. The level of the fast-response reserve should satisfy both the desired operative procedures of the system and the frequency-base reserve constraints (FBRC).

An efficient reserve policy should take into account the effectiveness of all these factors on system frequency so that a secure dispatch can be achieved. Normally, the load-frequency sensitivity factor is used to evaluate network behavior following a contingency [3]. Some modified reserve

scheduling methods for an isolated power system have taken account of the system's load-frequency sensitivity factor and the frequency-based reserve constraints [4]-[5].

In general, there are two major sources of the fast-response reserve for the TPS. The first source is the spinning hydro units at no load or minimum load who are operated under AGC with excellent frequency response rate. The second source is demand response, for example, shutting down system load can help the recovery of the system frequency to acceptable levels following the loss of an on-line generator [6]. Pumped storage units are the most suitable for offering the fast-response reserve when they are operated in pumping mode, in the event of a system incident, a pumped storage unit de-load can be initiated by under frequency relay [7]. This can be achieved by designing an adaptive approach load-shedding scheme to include the pumped-storage unit to overcome the under frequency conditions caused by the loss of the largest on-line generating unit [8]. In general, pumped storage units can be operated in generating mode during peak periods, to regulate system frequency and to reduce system generation cost, or operated in pumping mode during off-peak period, to offer emergency reserve and to consume the surplus power. As the difference between the peak load and off-peak load of Taiwan Power System is considerable, pumped-storage units are playing a critical role in Taiwan Power System operations. Once disturbances take place in off-peak periods, pumped-storage units can then be shed with a high priority.

This paper presents an actual dispatching schedules of pumped storage units in Taiwan Power System (TPS) under seriously insufficient conditions of the fast-response reserve for year 2004. The results are used to quantify the value of pumped storage units. The dispatching schedules of pumped storage units determined the cost of fast-response reserve in the ancillary services market in TPS. Cost of energy and ancillary services were calculated. The actual operating experiences of pumped storage units provided in this study can be used to evaluate the impact on the system security and to further define the role of pumped storage units in the ancillary services market.

## II. ANCILLARY SERVICES MARKET FOR ISOLATED POWER SYSTEMS

In most electricity industries around the world, the System Operator (SO) is responsible for the reliable real time control of the transmission system, real time load balancing, congestion management and provision of ancillary services.

Generally, ancillary services include, but are not limited to, Frequency Control, Automatic Generation Control (AGC), Spinning Reserve, Non-spinning Reserve (dispatchable load and generation) and black-start capability, which are capacity-based ancillary services. Voltage support and reactive power control is another type of ancillary service, which relies on generators and requirements and installation of reactive power compensation devices. It can clearly be seen that different power systems have different requirements for ancillary services, and therefore, the precise definition of ancillary service varies across different restructured systems and so does the design of market for competitive procurement and provision of such services.

As described above, capacity-based ancillary services can be divided into different types with varying levels of response time. The major types of capacity-based ancillary services for an isolated power system are presented as follows [9]-[13]:

- Frequency Regulation Reserve or Automatic Generation Control: This service is used to track the load with the generation so as to ensure that the frequency stays within a predefined band of the system synchronous frequency; this service requires both the up and the down shifting of the output level of the unit that provides the service. This reserve would also be able to counter any under-frequency excursion arising from a contingency, the response being fast enough either to limit the fall in frequency, or to assist in the recovery of frequency to within frequency operating standards. Therefore, this service could be called as Fast-Response Reserve (FRR).
- Ten Minute Spinning Reserve (TMSR): This reserve is an on-line generation capacity synchronized to the system, that should be able to supply energy to the grid immediately and should be fully available within ten minutes. TMSR needs to be sustained for a period of about thirty minutes to facilitate first contingency protection.
- Ten Minute Non-spinning Reserve (TMNSR): This reserve is a resource capacity that is not necessarily synchronized to the system, but must be available on ten minutes notice and should be able to supply energy as well. First and second contingency can be provided by TMNSR with the aim of contingency protection with regard to the reliability satisfaction.
- Thirty Minute Operating Reserve (TMOR): This reserve is a generating capacity, non-synchronized to the system that is fully available within thirty minutes. This type of ancillary service must supply energy for up to one hour to cover first and second contingencies.

An isolated power system such as the Taiwan Power System (TPS) is sensitive in responding to frequency deviations, therefore; system operators need to schedule a sufficient reserve capacity, which utilizes the automatic generation control (AGC) functions of on-line generating units to regulate the active power and balance system load demand. In the daily operation of an isolated power system, an adequate provision of fast response reserve (FRR) within a few seconds following the loss of an online unit is essential to

maintain system frequency within acceptable levels. FRR as the regulating capacity can be converted to such ancillary service commodity, which is a weighted-average of MWs of response available in terms of few seconds. This service is required to continuously balance the isolated power system's supply resource instantaneous demand variation in order to meet the reliability and control performance standards.

### III. FAST-RESPONSE RESERVE DISPATCHES FOR ISOLATED POWER SYSTEMS

For isolated power systems, the response time of fast response reserve should be sufficiently fast enough to maintain system frequency within normal limits and to assist in the recovery of frequency to within acceptable levels in a few seconds following the loss of an on-line generator. Therefore, the fast response reserve should have two functions: the first function is to regulate frequency, the reserve being available to control system frequency within the normal limits, which is 59.90 to 60.10 Hz in the Taiwan power system, and the second function is to act as an emergency reserve, the reserve being able to assist in the recovery of frequency within an acceptable level that conforms with frequency operating standards following a contingency.

Although the fast-response reserve is provided by several sources, primarily generator response, load shedding and natural fall in demand due to falling system frequency; however, in general, there are two major sources for the fast-response reserve: the first source is the spinning hydro units at no load or minimum load, which have an excellent frequency response rate and operate by AGC, and the second source is pumped-load shedding, for example, shutting down a pumped storage unit can help system frequency return quickly to acceptable levels following the loss of an on-line generator. This paper deals only with the fast-response reserve from pumped storage units, which can be operated in generating mode to regulate frequency, or operated in pumping mode to act as an emergency reserve.

The magnitude of a FRR should depend on system load, load behavior and frequency operating standards, to satisfy system security constraints when the power system encounters a contingency. In order for the FRR dispatch to be practical, the calculation of FRR must be as simple as possible. For Taiwan power system, the FRR dispatch can ignore the effects of voltage dependency on loads and need not take into consideration the intrinsic reliability of each scheduled generator [4]. The FRR is given as

$$FRR = P_{System} \times \frac{\partial P}{\partial f} \times (60 - f_2) \quad (1)$$

where

$P_{System}$  = system load.

$\frac{\partial P}{\partial f}$  = the load-frequency sensitivity factor (LFSF) of the system.

$f_2$  = the frequency meant to provide some margin to the frequency at which load shedding is initiated.



Shutting down a pumped storage unit can help system frequency return quickly to acceptable levels, following the loss of an online generator. In this case, FRR could be decreased when pumped storage units are in use. In (1), the mean value minus one standard deviation ( $\mu - \sigma$ ) is set for the value of load-frequency sensitivity factor (LFSF) during pumped storage application duration [4]. For the Taiwan power system,  $f_2$  was set to 59.7Hz, a 0.2Hz margin above the frequency at which load shedding is initiated.

#### IV. SYSTEM SECURITY CONSTRAINTS FOR ISOLATED POWER SYSTEMS

Following the loss of an on-line generator, it is essential to maintain system frequency within acceptable levels without load shedding. A method to determine the spinning reserve requirements by considering the one-minute recovery frequency following the loss of the largest generating unit was proposed in [4]-[5]. For isolated power systems, an assigned amount of FRR must be available within a given margin of time to provide protection in the event of a sudden loss of generating unit, an unanticipated load change, or any other power system disturbance. The margin of time is defined as the time required to make necessary changes in generating unit output. Different utilities have different policies regarding the minimum amount of FRR and the margin of time. In the case of the Taiwan power system, the margin of time is 60 seconds.

It is even more appropriate, however, to determine what is the one-minute recovery frequency following the loss of the largest on-line generating unit. Acquisition of this information would ensure that the one-minute recovery frequency, following the loss of the largest online generator for a given dispatch,  $f_{rec}$  would stay above a system-specific absolute minimum frequency  $f_{min}$ :

$$f_{rec} \geq f_{min} \quad (2)$$

Equation (2) is the system security constraint for isolated power systems, which is also called the frequency-based reserve constraint (FBRC).  $f_{min}$  is a user defined variable: if it is set below the highest value for the activation of under-frequency relays, load shedding will occur. In the Taiwan power system,  $f_{min}$  is set to 59.7Hz, 0.2Hz above the frequency at which load shedding is initiated, to ensure no customer-load shedding will take place and to allow for a margin of error in the system LFSF.

The FRR would be composed of spinning hydro units, which have a fast enough response time that would allow them to increase output from minimum load to full load by use of the AGC function in one minute. Hence, the one-minute recovery frequency following the loss of the largest online generator ( $P_{G-max}$ ) is given as (3).

$$f_{rec} = 60 - \frac{(P_{G-max} - FRR)}{(LFSF \times P_{System})} \quad (3)$$

If  $f_{rec}$  is below  $f_{min}$ , one has to adjust the value of FRR

until the constraint of the Equation 2 is satisfied.

#### V. OPERATING EXPERIENCE

##### A. Description of the Taiwan power system

The Taiwan power system is an isolated power system with an installed generation capacity of 34630 MW made up of 218 units in 2004. These consist of 6 nuclear units, 19 coal-fired units, 6 oil-fired units, 2 LNG-fired units, 54 combined cycle units, 12 gas and diesel units, 38 run-of-river hydro units, 40 non-run-of-river hydro units, 10 pumped storage units (four 250 MW units in Ming-Hu hydro plant and six 267 MW units in Ming-Tan hydro plant), and 31 IPP units. The nuclear units are not allowed to perform load-following due to safety reasons, and therefore are excluded from the set of units used for operating reserves. Run-of-river hydro units do not qualify for reserve units owing to the limitation on water availability.

The maximum output of the largest generating unit is 950 MW; if this is lost, system frequency will fall dramatically in comparison with large interconnected systems. Generator response is the primary source of reserves needed to arrest a fall in system frequency. The load shedding relay in the system is initiated at 59.5 Hz with 50 sec. delay, so that if the contingency was large enough, load shedding could start at 59.5 Hz and continue until the power deficit was replaced. Ideally, system frequency should remain above 59.5 Hz following the loss of the largest on-line generator and no load shedding should occur.

In Taiwan power system, because the difference between the peak load and off-peak load is very large, pumped storage units have been playing a critical role in daily operations. The pumped storage units are operated in generating mode during peak period to supply power and decrease generation cost, and in pumping mode during off-peak period to consume the surplus power.

##### B. Flexible dispatching schedules for pumped storage units

The severe typhoon (Mindulle) invaded the Taiwan island on 1 July 2004, causing five hydro power plants to fail and resulting in a serious shortage of capability of regulating frequency during off-peak periods or offering an emergency reserve during peak periods. These shortages would jeopardize the system security and frequency quality, so that the pumped storage units had to offer regulating frequency reserve and emergency reserve simultaneously. The system operators had to change the dispatching criteria of pumped storage units in order to offer regulating frequency reserve and emergency reserve simultaneously. During the month of July, the dispatching schedule of pumped storage units was divided into the following four modes based on system load and the restoring conditions of the other hydro units:

Mode A: During 1 July and 7 July, the two pumped storage plants were only operated in generating mode except 1 July. The average load of the system was 22544.4 MW.

Mode B: During 8 July and 17 July, the Ming-Tan hydro plant was operated in generating mode during peak period, and in pumping mode during off-peak period. The Ming-Hu hydro plant was operated in pumping mode during day time and

in generating mode during off-peak period, as shown in Fig. 1. The average load of the system was 23528.2 MW.

**Mode C:** During 18 July and 20 July, the Ming-Tan hydro plant maintained the same schedule as Mode B, but the Ming-Hu hydro plant was operated in generating mode from 19:00 to 5:00 in the second morning and in pumping mode during three load valleys (6:00~7:00, 12:00~13:00 and 17:00~19:00), and the Ming-Hu pumped storage units are off-line at the other times, as shown in Fig. 2. The average load of the system was 22195.4 MW.

**Mode D:** During 21 July and 31 July, when some other hydro units were restored, both the Ming-Tan hydro plant and the Ming-Hu hydro plant were operated in generating mode during peak periods, and in pumping mode during off-peak periods. The average load of the system was 24007.7 MW.

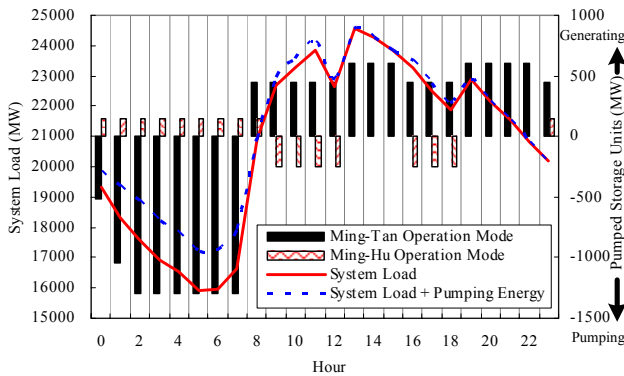


Fig. 1 The dispatching schedule of pumped storage units for mode B

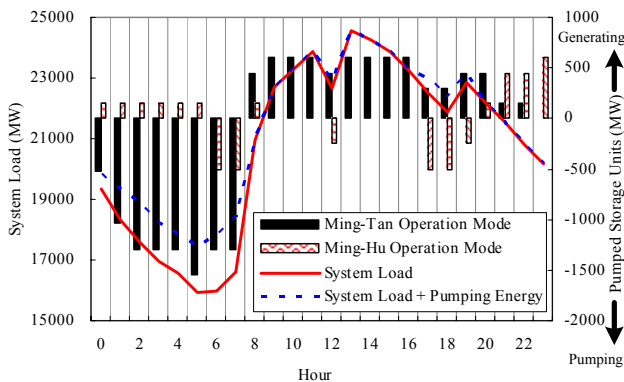


Fig. 2 The dispatching schedule of pumped storage units for mode C

### C. Contribution of the pumped storage units to fast response reserve

The frequency operating standards for Taiwan power system require that, during periods when there are no contingency events, the frequency be maintained within the range 59.90 to 60.10 Hz for 95% of the time, with larger deviations permitted within the range 59.80 to 60.20 Hz for no more than 1% of the time. Fig. 3 shows the percentage of time

that the frequency was within the standard range for non-off-peak period (9:00~24:00) and off-peak period(0:00~8:00) during July 2004. As one can see, the frequency was within the standard range for more than 98.0% of the time in non-off-peak period. It is difficult to regulate frequency in the off-peak period (0:00~8:00) on Monday, as shown in Fig. 3, because the system load is the lowest during a week. Due to the pumped stored units were operated in generating mode during off-peak period in Mode B and Mode C, the time that the frequency was within the standard range was improved, which is better than the time of Mode A..

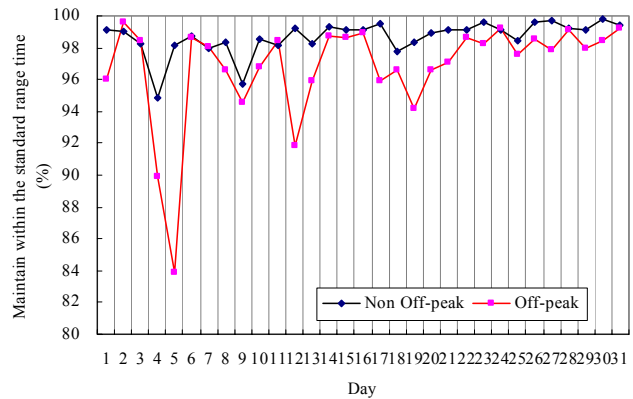


Fig. 3 Maintain within the standard frequency range time for non-off-peak period and off-peak period during July 2004

Fig. 4 shows a frequency variation curve following the loss of an IPP generator (480 MW) of the Taiwan power system at 11:40 on 16 July 2004. When the Ming-Hu hydro plant was operated in pumping mode, which is Mode B, the system frequency gradually rose to the standard range during 90 seconds, following the shutdown of one pumped storage unit by the system operators. Therefore, pumped storage units are suitable for serving as fast response reserve units.

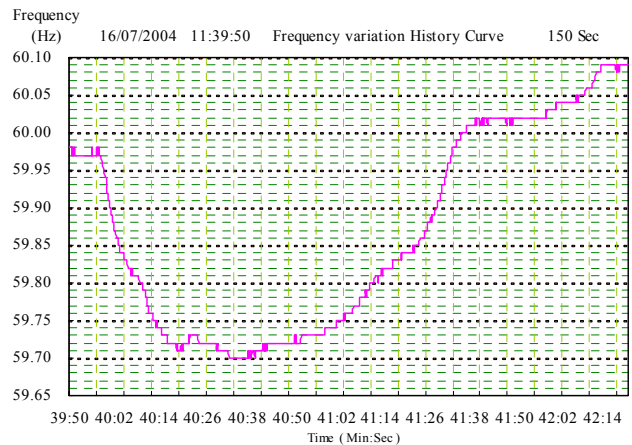


Fig. 4 Frequency variation curve following the loss of an IPP generator (480 MW) of the Taiwan power system at 11:40 on 16 July 2004

### D. Pumping / generating mode energy analysis of pumped storage power plant

Fig. 5 shows a comparison of pumping energy supplied for the dispatching conditions on July 2004. The larger part of

pumping energy for all of the modes supplied by LNG-fired combined cycle units. However, there is almost 40% pumping energy for Mode C supplied by coal-fired units due to the operation in pumping mode during three load valleys. Therefore, the pumping cost of Mode C was the cheapest.

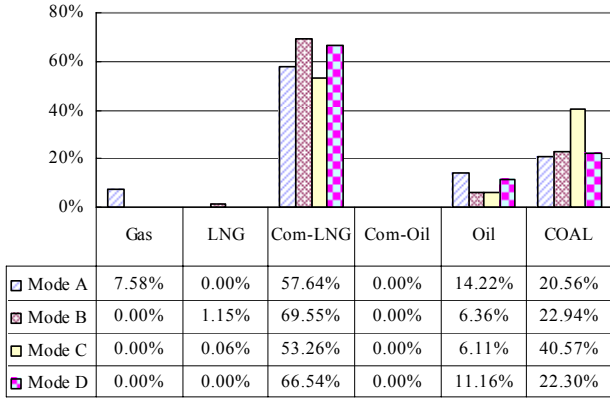


Fig. 5 Comparison of pumping energy supplied by units among the modes on July 2004

Fig. 6 gives a comparison of generating energy replacing for units for the dispatching conditions on July 2004. For the four modes, the larger part of generating energy replacing for oil-fired units, the percentages are 78.98%, 90.77%, 94.92% and 90.95%, respectively. Only the generating energy of mode D replacing for LNG-fired units, and the minimum replacing for coal-fired units, which was due to higher temperature caused system load to increase in summer. This situation will not happen when system load decreases in autumn and winter. Only considering the generating energy replacing for oil-fired units, the largest benefits of the generating energy replacing followed by Mode C, D, B and A.

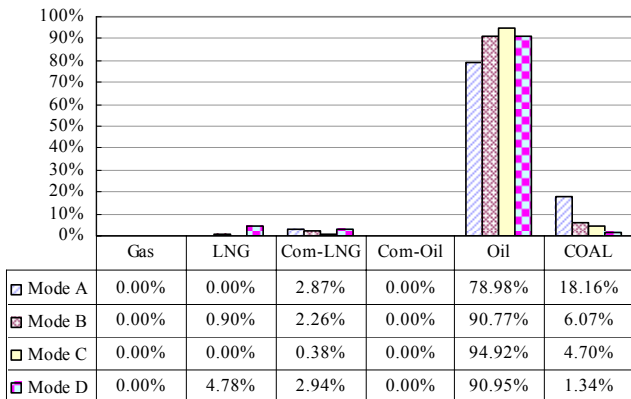


Fig. 6 Comparison of generating energy replacing for units among the modes on July 2004

Integrated with above comparison, this paper defines the energy benefit, which is the average cost (NT\$/KWH) ratio of generating energy to pumping energy. Fig. 7 shows the comparison of energy benefit for four modes. The average costs of the pumping energy supplied were NT\$1.8527, NT\$1.5587, NT\$1.3591 and NT\$1.5619, respectively. The average cost of pumping energy for mode C is the cheapest. The average costs of generating energy replacing were NT\$1.6430, NT\$1.7867, NT\$1.7990 and NT\$1.8603,

respectively. The energy benefit of mode A is only 88.68%, which means that the mode A is not economical. The energy benefit of mode C is the largest, which is 132.36% and means that mode C is the most economical.

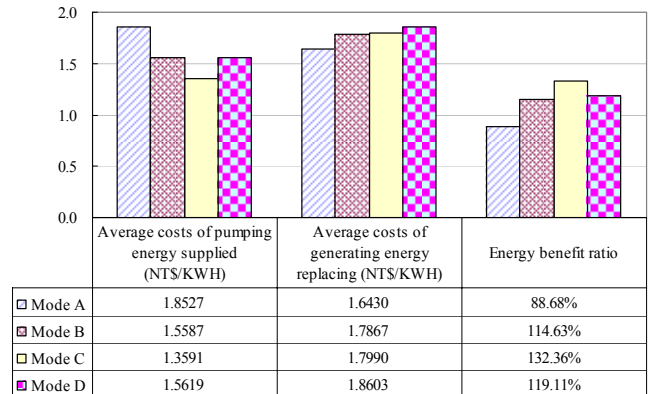


Fig. 7 Comparison of energy benefit for four modes on July 2004

To compare the average load of the four modes, mode C is suitable for light system load conditions such as spring and winter seasons, and mode D is suitable for heavy system load conditions such as summer.

## VI. CONCLUSION

Practical experiences demonstrate the role and value of pumped storage units in ancillary service markets, particularly the emergency conditions of a severe shortage of fast-response reserve. The pumped storage units are the most suitable for offering the fast-response reserve, which can be operated in generating mode with AGC to offer frequency regulation reserve or operated in pumping mode to offer emergency reserve. The comparative result of energy benefit showed that mode C is suitable for light load conditions to reduce pumping energy costs and to offer emergency reserve, and mode D is suitable for heavy system load conditions to offer frequency regulation reserve. The actual operating experiences of pumped storage units provided in this paper can be used to evaluate the impact on the system security and to further define the role of pumped storage units in the ancillary services market.

## REFERENCES

- [1] M.D. Ilic and S.X. Liu, Hierarchical Power Systems Control - Its Value in a Changing Industry. New York: Springer, 1996.
- [2] E. Hirst and B. Kirby, "Ancillary Services," Oak Ridge National Laboratory, Technical Report ORNL/CON 310, February 1996.
- [3] Chin-Chung Wu and Nanming Chen, "Estimation of Load-Frequency Sensitivity Factor and Reasonable Spinning Reserve Requirement in the Taiwan Power System," Advances in Power System Control, Operation and Management, 2003. Sixth International Conference on Hong-Kong, Vol. 2, 2003, pp. 726-731.
- [4] C.C. Wu and N. Chen, "Online methodology to determine reasonable spinning reserve requirement for isolated power systems," IEE Proc., -Gener. Transm. Distrib., vol. 150, 2003, pp. 455-461.
- [5] C.C. Wu and N. Chen, "Frequency-based method for fast-response reserve dispatch in isolated power systems," IEE Proc., -Gener. Transm. Distrib., vol. 151(1), 2004, pp. 73-77.
- [6] Wang, H.; Cai, J.; Lee, W., "Load participation in the ERCOT market," Power Symposium, 2005. Proceedings of the 37th Annual North American, 23-25 Oct. 2005, pp.509 - 515

- [7] Brendan J. Kirby and John D. Kueck, "Spinning Reserve from Pump Load: A Technical Findings Report to the California Department of Water Resources." Oak Ridge National Laboratory, Technical Report ORNL/TM-2003/99, November 2003.
- [8] S.-J. Huang and C.-C. Huang, "Adaptive approach to load shedding including pumped-storage units during underfrequency conditions," IEE Proc., -Gener. Transm. Distrib., vol. 148 (2) , 2001, pp.165-171.
- [9] Yong-Hua Song and Xi-Fan Wang, Operation of Market-oriented Power Systems, Springer, 2003
- [10] Eric H. Allen and Marija D. Ilić, "Reserve Markets for Power Systems Reliability," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, 2000, pp. 228-233.
- [11] Maree A. Bolton Zammit; David J. Hill and R. John Kaye, "Designing Ancillary Services Markets for Power System Security," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, 2000, pp. 675-680.
- [12] Gianfranco Chicco and George Gross, "Competitive Acquisition of Prioritizable Capacity-Based Ancillary Services," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, 2004, pp. 569-576.
- [13] Ning Lu, Joe H. Chow, and Alan A. Desrochers, "Pumped-Storage Hydro-Turbine Bidding Strategies in a Competitive Electricity Market," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, 2004, pp. 834-841.

**Chin-Chung Wu** was born in February 1964 in Taipei, Taiwan, Republic of China. He received his BSEE and MSEE degrees in electrical engineering from National Taiwan Institute of Technology in 1990 and 1993, respectively. He obtained his Ph.D. degrees in electrical engineering from National Taiwan University of Science and Technology in 2003.

From 1990 through 1996 Dr. Wu worked as an engineer in the Taipei Area Dispatch Control Center of the Taiwan Power Company. Since 1996, he worked as a chief dispatching engineer. Dr. Wu currently works in the System Operations Department of the Taiwan Power Company, with responsibilities for the Taiwan Power System Dispatch Operations. His research interests are in power system operation and analysis, particularly in system securities and dispatch control. Dr. Wu is a Registered Professional Engineer of Taiwan, Republic of China.

**Wei-Jen Lee** (S'85-M'85-SM'97-F'07) received the B.S. and M.S. degrees from National Taiwan University, Taipei, Taiwan, R.O.C., and the Ph.D. degree from the University of Texas, Arlington, in 1978, 1980, and 1985, respectively, all in electrical engineering.

In 1985, he joined the University of Texas, Arlington, where he is currently a professor of the Electrical Engineering Department and the director of the Energy Systems research Center. He has been involved in research on power flow, transient and dynamic stability, voltage stability, short circuits, relay coordination, power quality analysis, and deregulation for utility companies. Prof. Lee is a Registered Professional Engineering in the States of Texas.

**Ching-Lung Cheng** was born in Taiwan on July 5, 1943. He graduated from National Taipei Institute of Technology, Taiwan in 1963. He joined Taiwan Power Company in 1965. Currently, he is the director of Department of System Operations. His interests include power system operations & analysis, power system protective relaying, energy management system, wind power, and electric deregulation.

**Hong-Wei Lan** received the B.S.E.E. degrees from National Taiwan Institute of Technology, Taipei, Taiwan, R.O.C., and the M.S.E.E. degree from the National Tsing Hua University, Hsinchu, Taiwan, R.O.C., in 1981 and 1985, respectively.

From 1976 through 1978 Mr. Lan worked as an engineer in the Linkou Power Plant of the Taiwan Power Company. Since 1978, he worked as a chief dispatching engineer in the System Operations Department of the Taiwan Power Company. Mr. Lan is currently the deputy director of the System Operations Department, with responsibilities for the Taiwan Power System Dispatch Operations. His research interests are in power system dispatching and operation, particularly in system voltage control and reactive power dispatch. Mr. Lan is a Registered Professional Engineer of Taiwan, R.O.C.

# Role and Value of Demand Response in Taiwan Power System

Chin-Chung Wu<sup>1</sup>

Wei-Jen Lee<sup>2</sup>  
Fellow, IEEE

Ching-Lung Cheng<sup>1</sup>

Hong-Wei Lan<sup>1</sup>

1. System Operation Department, Taiwan Power Company, Taipei, Taiwan, ROC
2. Energy Systems Research Center, University of Texas at Arlington, Arlington, TX 76019

## ***Abstract***

Demand response (DR) is an important, reliability resource for the power system in the United States. Several independent system operators (ISOs), such as ERCOT, ISONE, NYISO and PJM, offer demand response program in the auction power market. It is recognized that demand response can play a unique role and possess important values in the operation of isolated power systems. Spinning reserve has traditionally been supplied from generators, but it is not economic and not efficient, because power companies have to get paid for having it available whether or not it is called upon to address a system emergency such as a lost transmission line or failed generator. Furthermore, it should be called upon infrequently, perhaps a few times per month. Demand response resources can assist in the operation of transmission systems in the form of ancillary services such as operating reserves. Using demand response to supply spinning reserve would provide another source of revenue for responsive loads (industrial and commercial customers), increase the reliability of the electricity supply, and decrease all participant customers' energy bills. A power system simulation was made for Taiwan power system and the results used to quantify the value of demand response.

**Chin-Chung Wu**  
**Taiwan Power Company**  
**25F, 242 Roosevelt Road, Section 3**  
**Taipei, Taiwan, Republic of China**  
**TEL: 886-2-2366-6644**  
**FAX: 886-2-2368-5525**  
**E-mail: wuchinchung@anet.net.tw**