

出國報告（出國類別：研究）

研究外購電力之管控策略 以降低購電成本

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：曾重富 12 等電機工程師

派赴國家：美國

出國期間：94.12.29 – 95.03.01

報告日期：95.04.26

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：研究外購電力之管控策略以降低購電成本

頁數 36 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

台灣電力公司/陳德隆/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

曾重富/台灣電力公司/電力調度處/電機工程師/(02)2366-7418

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：94.12.29 – 95.03.01

出國地區：美國

報告日期：95.04.26

分類號/目

關鍵詞：

德州可靠度理事會 (ERCOT, The Electric Reliability Council of Texas)

獨立調度中心 (ISO, Independent System Operator)

雙邊合約 Bilateral Contract

輔助服務 Ancillary Service

獨立發電業 (IPP, Independent Power Producer)

購售電合約 (PPA, Power Purchase Agreement)

汽電共生 (Cogeneration)

內容摘要：（二百至三百字）

本報告先簡介美國電力改革，說明重要法案通過之時程及內容。藉著參訪德州電力可靠度理事會 ERCOT，實地研習其調度機制及電能市場運作方式之心得，說明 ERCOT 為非營利且受管制的控制區域機構（Control Area Authority, CAA），主要受德州公共事業委員會（PUCT, Public Utility Commission of Texas）管制監督。ERCOT 系統市場以買者與賣者間之雙邊交易為主，平衡市場為輔，ERCOT ISO 負責批發市場的交易之中央調度與電能排程的整合，同時購買必要的輔助服務以維持電力系統可靠度與安全。接著分析台電公司民營電廠機組調度原則、運轉情形與最近二年購電量，因燃氣成本較高，購電成本大增。同時，最近兩年汽電共生購電分別為 93 年 130 億度及 94 年 127.5 億度，各佔當年度購電比率 27.4%及 25.9%，汽電共生購電量不斷增加，對於台電公司營運影響甚鉅。最後提出針對電業自由化與兼顧汽電共生系統及各種 IPP 購售電契約之情況下，能降低公司營運成本之建議。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

出國報告審核表

出國報告名稱：研究外購電力之管控策略以降低購電成本		
出國人姓名	職稱	服務單位
曾重富	電機工程師	台電公司 電力調度處
出國期間：94年12月29日至95年03月01日		報告繳交日期：95年04月26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「目的」、「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。

報告人： 單位主管： 主管處主管： 總經理：

目 錄

一、出國目的	6
二、行程	7
三、心得報告	8
1. 美國電力改革	8
2. 參訪 ERCOT ISO	9
3. 參訪台塑德州廠	14
四、民營電廠運轉與購電分析	16
1. 民營電廠設置背景說明	16
2. 本公司經營績效	16
3. 民營電廠運轉分析	21
五、汽電共生購電分析	30
1. 汽電共生實施辦法	30
2. 購電分析	30
3. 汽電共生實施辦法修訂建議	31
六、建議事項	33
參考資料	36

一、出國目的

目 標：研究外購電力之管控策略以降低購電成本

緣 起：本公司為有效達成購電支出之管控，已於「九十三年各系統目標追蹤暨檢討座談會」會議中決議，將「購電支出管控」目標納入94年度總目標，按民營電廠、汽電共生廠等不同性質電廠分項研訂其每度購電成本予以管控。

實施要領：前往美國德州大學能源系統研究中心（Energy Systems Research Center, ESRC），藉由該中心多年從事電力市場方面之研究與德州電力自由化演進，瞭解德州電業自由化情形。並由該中心安排參訪德州電力可靠度理事會ERCOT，實地研習其調度機制及電能市場運作方式。另外參訪當地發電業，交換外購電力管控心得與相關策略。

預期成果：期使未來本公司在兼顧汽電共生系統及各種IPP購售電契約之情況下，能降低公司營運成本，並達成本公司年度盈餘目標。

二、行程

94.12.29~94.12.29	往程（臺北 → 洛杉磯 → 達拉斯）
94.12.30~95.02.23	德州大學能源系統研究中心 參訪德州可靠度理事會 ERCOT 參訪台塑德州廠區 FPC
95.02.24~95.02.24	達拉斯 → 洛杉磯
95.02.25~95.02.27	洛杉磯
95.02.28~95.03.01	返程（洛杉磯 → 臺北）

三、心得報告

1. 美國電力改革簡介

美國電力改革的核心是解除管制，引入競爭，提高效率，降低電價。自1935年至2005年公布之重要法案如下：

1935年公用事業控股公司法案 PUHCA：設立國家管制系統，針對垂直整合自然壟斷的事業（如：電力事業）所服務的市場（Captive Market），要求公用事業在其營業區內必須服務所有既有的及未來的用戶，但是費率需受到管制。

1978年提出公用事業管制政策法 PURPA，允許企業建立電廠並出售電力給地方公用事業公司。強制要求每家民間投資公用事業（Investor-Owned Utility）以預先決定的成本向合格電業（Qualifying Facilities）購電，該合格電業為位於其營業區內之新發電業。

1992年提出能源政策法案 EPA，同意開放電力輸電網路，並要求在電力批發市場引入競爭。

1996年 FERC Order No. 888：強制要求輸電網路公平開放給批發電力的所有買賣雙方。聯邦能源管制委員會要求開放電力批發市場；廠網分開，必需進行功能性分離，分開核算。

1996年 FERC Order No. 889：強制要求使用網際網路佈告欄，亦即開放進出即時資訊系統（OASIS, Open Access Same-time Information System）聯繫買賣雙方的可供傳輸容量（Available Transmission Capability）的供需是否足夠。

1999年 FERC Order No. 2000：建立區域輸電組織當成較佳的網路運轉機構，其組織可以為非營利性質之獨立系統運轉機構，營利性質之輸電公司，或者為以上之組合體。

2000年美國聯邦能源管制委員會提出要建立區域輸電機構(RTO,

Regional Transmission Organization), 在跨州的一定區域範圍內, 創造一個中間沒有隔離、沒有壟斷、完整的輸電經營系統。RTO 具有 8 項基本功能：①費率管理與設計；②擁塞處理；③並行路徑潮流（環流）管理；④輔助服務；⑤開放連接即時資訊系統（OASIS）、總輸電能力（TTC）、可用輸電能力（ATC）；⑥市場監視；⑦規劃與擴展；⑧區域間協調。

2002 年 7 月美國聯邦能源管制委員會（FERC）總結了現有電力市場發展和運轉經驗，發佈了醞釀已久的標準電力市場設計（Standard Market Design, SMD）法案，旨在為美國各州提供相對標準化的市場規則，指導美國電力市場的建設和發展，確保電力市場的競爭力和高效性，並維持市場條件下電力系統的穩定運轉，激勵投資。

2005 年 FERC 預定標準市場設計(SMD)進入實際推動階段。

經美國聯邦能源管制委員會批准建立的 ISO 共 5 個：加州 ISO（CAISO）、PJM ISO、新英格蘭 ISO（NEISO）、紐約 ISO（NYISO）、中西部 ISO（MISO）；另外德州電力可靠度理事會（ERCOT）批准建立德州 ISO。

美國在解除電力管制過程中，出現了加州大停電和電價飛漲、電力公司申請破產保護這樣的重大問題，因此認為加州電力改革是失敗的。美國的電力改革是從加州開始的，由於過分相信市場的力量，認為「市場能解決一切問題」，而導致失敗的原因是多方面的，近年已有多數文章討論過，此處省略。雖然美國出現了加州這樣的問題，但美國最大的東部 PJM 電網根據實際情況選擇了垂直整合電力改革模式，卻獲得了成功。

2. 參訪 ERCOT ISO

(1) ERCOT 市場簡介

德州於 1999 年通過 Senate Bill 7 法案，開始了電業自由化，除了電力市場結構改變外，更強調開放零售電力市場之競爭。德州電力可靠度理事會 ERCOT (The Electric Reliability Council of Texas) 為北美可靠度理事會 (NERC, North American Electric Reliability Council) 10

個區域電力可靠度理事會會員之一，ERCOT 電力系統範圍涵蓋德州 85% 的地區，2004 年裝置容量約 78,000MW，尖峰負載 60,000MW，345KV 輸電線路長度 8,000 哩，138KV 線路長度 16,000 哩，市場規模為 160 億美元。

ERCOT 一非營利且受管制的控制區域管理局（Control Area Authority, CAA），主要受德州公共事業委員會（PUCT, Public Utility Commission of Texas）管制監督。同時，聯邦能源管制局（FERC, Federal Energy Regulatory Commission）對於直流聯絡線與未來 ERCOT 與外州間的互連線路有管轄權。

ERCOT 主要任務為依據 NERC 執行標準，負責管理德州解除管制後的電力系統，確保在 ERCOT 系統內之電力網路操作安全可靠，並滿足市場參與者有效使用輸電系統。德州電力改革模式是分別建立批發和零售交易市場，ERCOT 負責輔助服務市場（Ancillary Service）的營運、可靠度協調和零售用戶轉換供電商工作。

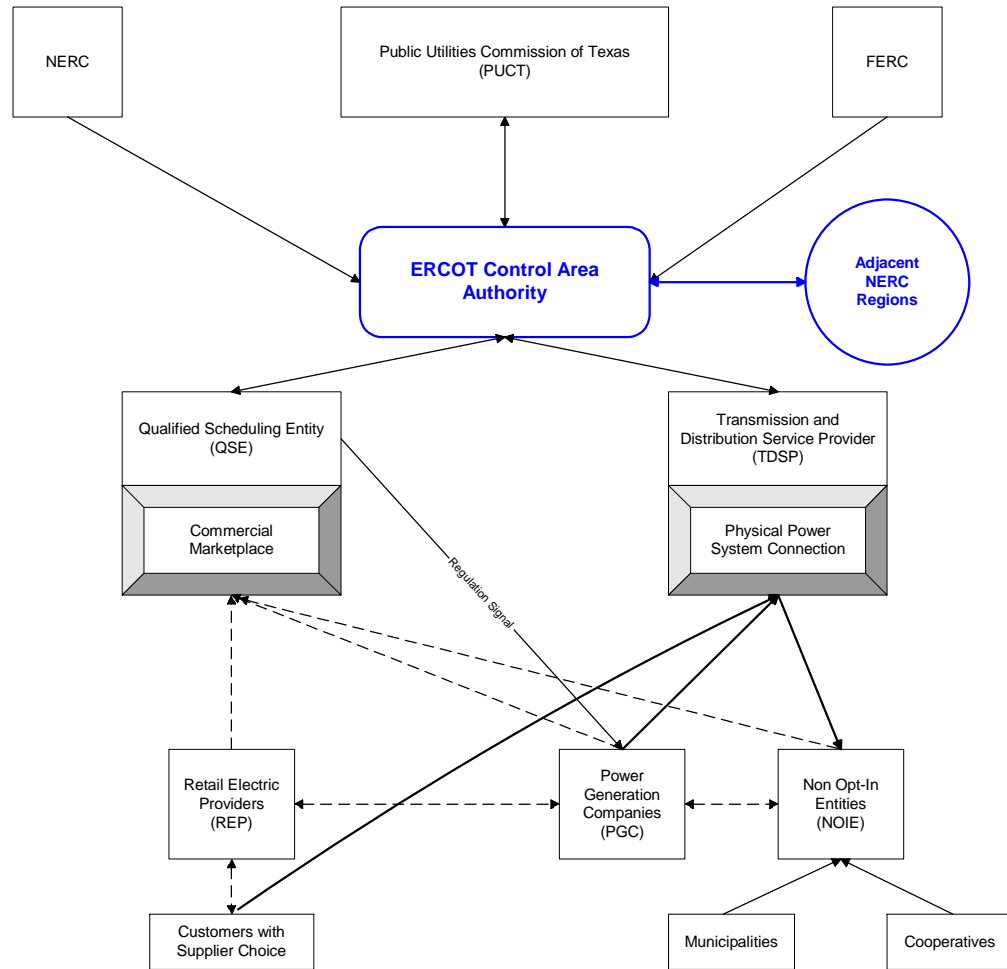
德州電力市場交易以「雙邊合約與平衡市場」為基礎，主要透過買方及賣方簽訂長期雙邊合約來進行交易，排程與調度皆依據業者所簽訂的合約來進行，再由 ERCOT 配合平衡市場來處理電能不平衡及解決系統壅塞問題，以確保電力系統能夠滿足市場參與者的各種排程計畫，而合約雙方需支付電能平衡費用及壅塞管理費用。同時，ERCOT CAA 亦監測（monitor）即時系統（例如區域負載控制、備轉容量、電網電流、重要輸電負載結構及系統頻率）與提供輔助服務來解決電能容量不足與輸電壅塞，以維持系統可靠與安全（處理系統緊急事故，如解除線路超載、卸載、停限電之規劃、重新調度與緊急電能規劃之排序）。

ERCOT ISO 僅直接與合格排程公司 QSE（Qualified Scheduling Entity）、輸電配電服務提供者 TDSP（Transmission and/or Distribution Service Provider）聯繫，以安全可靠之方式運轉 ERCOT 系統。ERCOT ISO 不直接控制發、輸電系統，有關發輸電系統之控制一直是 ERCOT 各區域控制中心的職責。由以上說明，ERCOT 主要職責歸納為以下兩點：

(1) 維持系統可靠度：採取必要行動直接下達指令，與各區域調度中心人員緊密聯繫，預防可靠度之損失或重新恢復可靠度。

(2) 使市場交易簡化：即時公布輸電可用容量、規劃輸電排序與電能交易之排程，儘可能使市場之買賣雙方在便利與透明程序下進行。

ERCOT 系統各個實際運轉單位 (Entity) 間之關係如下圖：



ERCOT System Entity Relationships

(2) 角色說明

合格排程公司 (QSE) 提供市場參與者與 ERCOT 間的主要資訊介面，市場參與者在運轉時間內彼此間欲傳送電力或服務，或至其他市場參與者，或由市場參與者至 ERCOT，或由 ERCOT 至市場參與者，需透過 QSE 提報平衡的排程給 ERCOT CAA。QSE 並未受 PUCT 管制。

輸電操作機構 (TO, Transmission Operator) 為輸電服務提供者 (TSPs, Transmission Service Providers) 或 TDSP 的下游，負責每週 7 天每天 24 小時持續與 ERCOT CAA 聯絡，直接或代替所代表的 TDSP 執行調度指令。各個 TSP 或 TDSP 得指定自身或另一個 TSP 或 TDSP 執行 TO 的功能。TO 必須遵循 ERCOT 協定書 (Protocols) 內有關 TDSP 與 TSP 的規定，同時也要提供書面的控制計畫予 ERCOT，以便當 TO 的控制中心無法運作時得以應變與繼續聯繫。

電源 Resource Entity，包含發電公司 (PGC, Power Generation Company) 在內，任何電能來源必須透過 PGC 才能送到 ERCOT 系統。除了作為輔助服務以外，所有產生的電能銷售皆由雙方議定 (與其他市場參與者)。PGC 電能銷售的排程必須與 QSE 聯絡，因 QSE 為代表 ERCOT 市場系統的發電業。QSE 整合其整體 (包含發電個體戶) 排程 (必須是平衡的)，然後再與 ERCOT 聯絡。PGC 如為了接收即時調節信號，提供調節服務 (Regulation Service) 與反應備轉容量服務 (Responsive Reserve Services)，則必須直接與 QSE 連接。

負載服務商 Load Serving Entities (LSE)，主要為競爭零售商 (Competitive Retailer)，是唯一有權賣電給一般用戶的機構。LSE 需先預估其合約負載，並與發電業議定雙邊合約，以取得預估的電能。雙方決定後的排程傳送給 QSE，經過 QSE 整合所有平衡的排程後，再傳送至 ERCOT。

零售電力服務商 Retail Electric Provider (REP) 在重整後的德州電力零售市場，提供用戶選擇與電能。

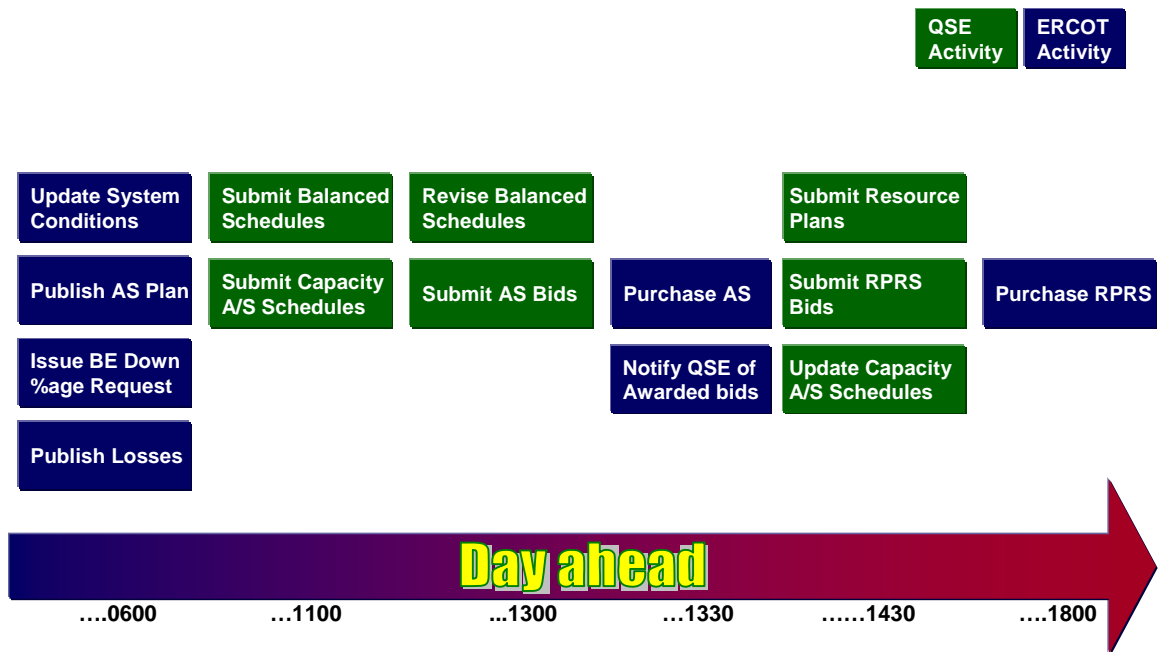
2004 年 ERCOT 市場批發方面有 113 個 QSE，135 個 Resource Entity，及 142 個 TDSP (含 130 個 non opt-in)；零售方面有 74 個 CR 與 12 個 TDSP。

(3) 排程與市場運作之過程

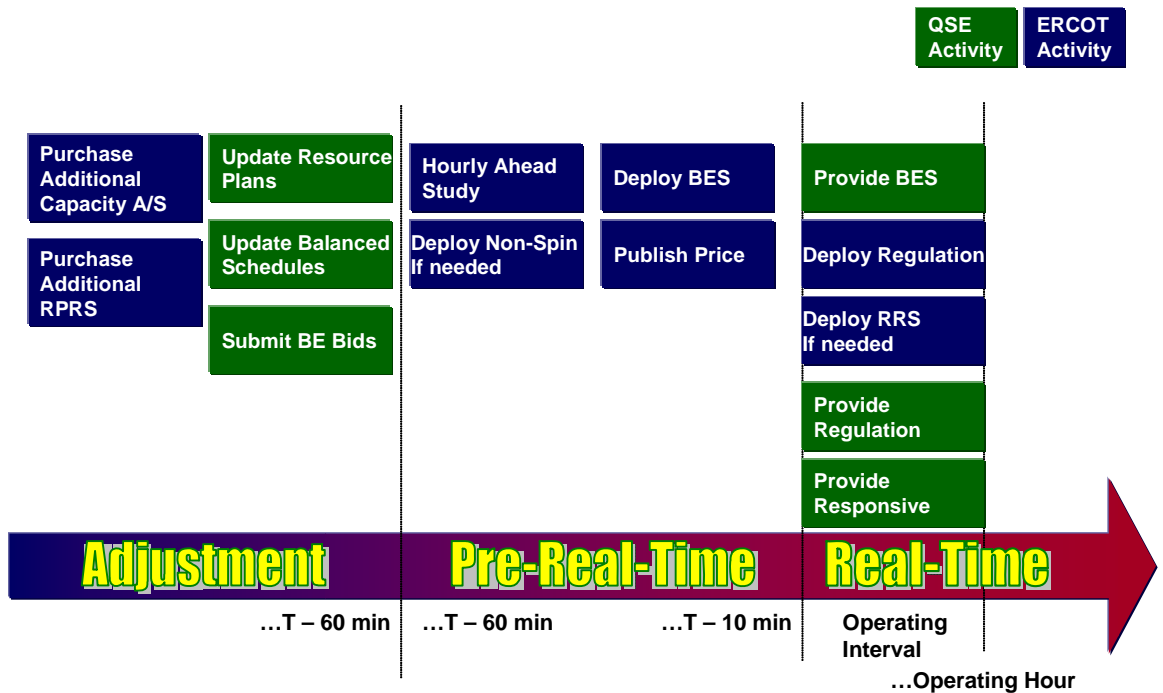
ERCOT 負責電能批發市場交易的中央調度與電能排程的整合，同時購買必

要的輔助服務，來維持電力系統的可靠。參看下列二圖（ERCOT Dr. Jun Yu 提供）前一日與調整期間之交易與調度程序：

(A) 前一日



(B) 當日



(4) 電價調整

燃料因素費用 (Fuel Factor Charge) 或燃料調整 (Fuel Adjustment) 為德州用戶電價調整之一項重要指標，列在電費帳單內之燃料費用，主要在透過燃料因素與/或發電成本回收因子 (Power Cost Recovery Factor, PCRf)，允許電力公司得以彌補燃料成本 (天然氣、煤、核能、水力、風力等) 以及從汽電共生業者與其他電力公司購電之成本。

燃料附加費用/退款乃針對前項燃料費用超收或短收的調整，每年電力公司必須預估明年度生產電力所需全部燃料的費用，這些費用包括天然氣、煤、核能、水力、風力及購電等皆會轉嫁給用戶。但是電力公司僅可要求用於發電燃料成本的補償，絕對禁止從燃料費用上獲利。

近年來因受發電燃料上漲影響，本公司營運成本大增，電價尚未調整，嚴重影響盈餘達成率。國內電價調整並無如德州 ERCOT 相關規定與機制，即使因燃料成本大幅上漲，欲調整電價仍不可得，似宜仿效德州現行作法，針對發電燃料成本變動建立電價調整機制，以合理反映電力公司發電成本及消除不正常之補貼。

3. 參訪台塑德州廠

經由德大 ESRC 主任李偉仁教授的安排，參觀了位於德州南部的台塑德州廠 (Formosa Plastics Corporation, FPC, Texas)，此廠區較為特別之處為內有汽電共生發電，共含六組複循環發電機組，每組為 1 汽力機+2 氣渦輪，除了供給該廠生產所需電力外，亦將多餘電力回售電力市場。同時該廠也參加輔助服務市場可停電力的 LaaR (Load acting as a Resource) 計畫，當系統頻率低於 59.70Hz 時，可由預先安裝之低頻電驛動作，自 ERCOT 系統切離，協助維持 ERCOT 可靠度，充分發揮其靈活運轉之特性與獲利的多樣化。至於發電部分，發電機前一日必須排定次日之發電排程，作為次日運轉之依據。當日運轉則隨時監看市場價格變化，再依據 ERCOT 每小時公布之市場價格，由台塑紐澤西總部決定是否要增加或減少出力 (前 2 小時通知其 QSE)，以牟取最大獲利。

根據李偉仁教授所做研究報告指出，該廠由於參加 ERCOT 電能市場與

輔助服務市場，並經適當操作（據知，該系統係委由 ESRC 開發設計），在電力市場運作獲利情形遠超過其本業生產利潤。

四、民營電廠運轉與購電分析

1. 民營電廠設置背景說明

民國 80 年代初期，由於電力短缺，電力備轉容量率常低於 5%，為解決缺電與限電危機，政府鼓勵民間業者參與電廠之興建，政府已分三階段開放民營電廠設置，第一、二階段計有北部地區長生電廠、新桃電廠、和平電廠，中部地區麥寮電廠，南部地區嘉惠電廠，等 5 家已商轉加入系統；而現階段北部地區計有國光電廠，中部地區有星能電廠，南部地區有森霸電廠等 3 家加入系統運轉，如次頁摘要表。

截至 94 年 12 月底，完成之三階段開放民營電廠，共有 8 家民營電廠加入台電系統運轉，佔系統總裝置容量 20%（燃煤汽力機組佔 8.6%，燃氣複循環機組佔 11.4%），各廠裝置容量以麥寮電廠燃煤機組之 1800 MW 最大，其次依序為和平 1320 MW、森霸 980 MW、長生 960 MW、嘉惠 670 MW、新桃 670 MW、星能 490 MW、國光 480 MW 為最小。94 年本公司向民營電廠購電量為 357 億度，佔發購電量之 18.8%（燃煤汽力機組佔 10.8%，燃氣複循環機組佔 8.0%）。

政府也責成台電公司分別與 8 家民營電廠簽訂 25 年購售電合約（PPA, Power Purchase Agreement），因此，民營電廠對系統與整體購發電成本影響實不容忽視。民營電廠除可抑制系統尖峰負載，也可減緩新設機組之需求，並降低機組運轉成本，對台電電源開發計畫有直接影響。

2. 本公司經營績效

本公司近年營業收入均穩定成長，94 年度之營業收入為 3,665.88 億元，稅前盈餘為 9.28 億元，較 93 年度之營業收入 3,498.16 億元增加，稅前盈餘大幅減少；主要係因燃煤、油、氣價格上漲與履行購電義務，燃料與購電支出較 93 年度增加 281 億元，而電價配合政策未能適時調整反映，雖經擰節各項營運支出及努力洽減借款利率，利息費用節省，稅前盈餘仍較上年度大幅減少（參看下表）。

台電公司 90~94 年度盈虧概況表

單位：億元

年度	90	91	92	93	94
營業收入	3,101.33	3,223.94	3354.72	3498.16	3665.88
營業利益	478.91	491.23	447.46	227.04	99.06
稅前盈餘	236.69	313.07	317.56	84.67	9.28

依據本公司企劃處所做之經營績效分析，93 年度雖因景氣回升，售電量增加，致電費收入較預算數增加，惟因國際燃料價格飆漲，燃料支出及購電支出大幅增加，加上颱風侵襲，災害損失增加，雖全體員工共體時艱，擲節人事及其他費用等，年度稅前盈餘仍僅 85 億元，較法定預算 155 億元，減少達 70 億元，亦較 92 年度 318 億元，大幅減少 236 億元。

截至 94 年 12 月底止，總裝置容量為 3,612 萬瓩，較 93 年度底 3,460 萬瓩增加 152 萬瓩，增幅為 4.4%。年度尖峰負載 3,094 萬瓩，較 93 年度增加 191 萬瓩，增幅為 6.6%。自 93 年由於新機組的加入運轉，總裝置容量增加，使得供電能力充裕，94 年備用容量率達 16.32%，惟新增機組為民營燃氣電廠，不僅購電量增加，而且燃氣成本較高，使購電成本大增。

94 年度發購電量為 1,897 億度，較 93 年度成長 4.6%，其中本公司淨發電量為 1,405 億度（佔比 74.1%），較 93 年度增加 5.0%；而購電量為 492 億度（佔比 25.9%），成長 3.6%。售電量 1,753 億度，年成長率為 4.66%，發、售電年平均成長率較國內經濟成長率 4.09%略高。就發電結構而言，因民營電廠陸續商轉，火力發電佔比因而提高至 75.6%，幾乎佔四分之三。由於中、尖載及汽電共生機組受水文、LNG 燃料、IPP 燃氣購售電合約（PPA）限制，汽電共生機組僅接受安全調度，不接受經濟調度，均很難維持長時間滿載運轉。台灣地區燃料幾乎全靠進口，又逢價格大幅上漲，火力發電佔比達四分之三，發電結構不利營運，十分明顯（參看下表）。

年別	本公司發電量		購電量		總計	
	億度	構成比 (%)	億度	構成比 (%)	億度	增加率 (%)
91年	1348	81.2	312	18.8	1659	5.0
92年	1358	78.1	381	21.9	1738	4.8
93年	1338	73.8	474	26.2	1812	4.3
94年	1405	74.1	492	25.9	1897	4.6

第一、二階段民營發電已完工電廠摘要表

地 區	北 部			中 部	南 部
電廠名稱	長生	新桃	和平	麥寮	嘉惠
使用燃料	天然氣	天然氣	燃煤	燃煤	天然氣
廠址	桃園蘆竹	新竹關西	和平工業區	六輕工業區	嘉義民雄
電源線引接點	中壢 P/S 161KV	龍潭 E/S 161KV 側	冬山 E/S 345KV	嘉民 E/S 345KV	嘉民 E/S 161KV 側
得標機型	基載	基載	基載	基載	基載、中載
機組型式	複循環水冷式	複循環氣冷式	次臨界汽力	超臨界汽力	複循環冷卻塔
得標容量(萬瓩)	45x2	20x3	64.855x2	60,42,33	20,25
裝置容量(萬瓩)	48x2	67x1	66x2	60x3	67x1
實際商轉日期	#1：90/10/30 #2：89/07/24	94/03/22	#1：91/06/01 #2：91/09/06	#1：88/06/01 #2：88/09/09 #3：89/09/23	92/12/15

資料來源：台電公司電源開發處

現階段民營發電已完工電廠摘要表

地區	北部	中部	南部
電廠名稱	國光	星能	森霸
使用燃料	天然氣	天然氣	天然氣
廠址	桃園龜山鄉	彰濱工業區	台南山上鄉
電源線引接點	頂湖 345KV	彰濱 161KV	山上 161KV
得標機型	中載	中載	中載
機組型式	複循環氣冷式	複循環氣冷式	複循環氣冷式
購電容量(萬瓩)	46.5x1	48x1	48x2
裝置容量(萬瓩)	48x1	49x1	49x2
實際商轉日期	92/11/03	93/03/29	#1：90/10/30 #2：89/07/24

資料來源：台電公司電源開發處

3. IPP 運轉分析

下表為燃 LNG IPP 特性（本公司電力調度處調度課整理）

階段別	廠別	契約容量 (Net)	保證時數	保證時段	AGC 運轉 10%(Cross)	未AGC時 最低發電量	1GT檢修或故障時之 指令調度
第一、二 階段	長生 (海湖)	450MWx2 (2+1 兩組)	夏月：15 小時 非夏月：13 小時	併聯即保證時 段開始	400~450MW	380MW	檢修、EOH：235MW 故障：不限制
	新桃	600MW (3+1 一組)	夏月：15 小時 非夏月：13 小時	保證時段開始 須達契約容量	540~600MW	500MW	檢修、EOH：420MW 故障：不限制
	嘉惠	670MW (3+1 一組)	夏月：13.5 小時 非夏月：11 小時	保證時段開始 須達契約容量 之 2/3(447MW)	600~670MW	570MW	1GT檢修、EOH：460MW 2GT檢修、EOH：220MW 故障：不限制
現階段	國光	465MW (2+1 一組)	全年：3134 小時 夏月：1227 小時 非夏月：1907 小時	保證時段開始 須達契約容量	435~480MW	435MW	檢修、EOH：240MW (國光/S端) 故障：不限制
	星能 (星彰)	480MW (2+1 一組)			450~496MW	450MW	檢修、EOH：240MW (彰濱 E/S 端) 故障：不限制
	森霸 (豐德)	480MWx2 (2+1 兩組)			450~496MW	450MW	檢修、EOH：240MW (山上 P/S 端) 故障：不限制

LNG IPP 併聯、解聯所需時間如下表所示：

IPP	併聯至 滿載時間	升載率 MW/Min	機組解聯 所需時間	備註
海湖	70分鐘	16.00	25分鐘	保證時段開始併聯後70分鐘 內必須滿載
新桃	61分鐘	25.00	20分鐘	無法超用且當日短用當日沖 銷，有670MW的能力
嘉惠	70分鐘	36.70	35分鐘	無法超用且保證時段結束前 6~8分鐘開始降載至447MW
國光	90分鐘	24.00	30~35分鐘	
星彰	80分鐘	21.42	30~40分鐘	降載解聯前60~90分鐘 必須通知啟動輔鍋
豐德	80分鐘	21.42	30~40分鐘	降載解聯前60~90分鐘 必須通知啟動輔鍋

以下各表為個別 IPP 解併聯運轉資料，及調度部門依據運轉經驗，所下之評語，可說是相當貼切。

麥寮發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	最少480分鐘	360分鐘	540分鐘
	暖機	180分鐘	180分鐘	480分鐘
	熱機	120分鐘	120分鐘	420分鐘
停機準備時間	無須準備時間			
停機後再起動間隔時間	正常120~240分鐘			

註：麥寮：不動明玉型

和平發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	360分鐘	210分鐘	240分鐘
	暖機	240分鐘	150分鐘	150分鐘
	熱機	90分鐘	90分鐘	90分鐘
停機準備時間	無須準備時間			
停機後再起動間隔時間	單停汽輪機則不需要間隔時間，但在停爐後再啟動則需要90分鐘。			

註：和平：穩如泰山型（定時炸彈型）

海湖發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	120分鐘	13分鐘	120分鐘
	暖機	90分鐘	13分鐘	90分鐘
	熱機	75分鐘	13分鐘	70分鐘
停機準備時間	30分鐘（檢查Gas Turbin狀態的時間）			
停機後再起動間隔時間	300分鐘			

海湖：深宮怨婦型（台灣阿信型）

新桃發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	60分鐘	21分鐘	220分鐘
	暖機	60分鐘	21分鐘	115分鐘
	熱機	60分鐘	21分鐘	61分鐘
停機準備時間	30分鐘			
停機後再起動間隔時間	60分鐘			

新桃：堅守原則型（精打細算型）

嘉惠發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	40分鐘	20分鐘	240分鐘
	暖機	40分鐘	20分鐘	165分鐘
	熱機	40分鐘	30分鐘	70分鐘
停機準備時間	60分鐘			
停機後再起動間隔時間	480分鐘			

嘉惠：守身如玉型

國光發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	2小時	10分鐘	10小時
	暖機	2小時	10分鐘	2.5小時
	熱機	2小時	10分鐘	1.5小時
停機準備時間	無須準備時間			
停機後再起動間隔時間	無須間隔時間，所須之時間只須待鍋爐重新補水至起動液位即可〈30分鐘~120分鐘〉。			

國光：身負重任型（體弱多病型）

星彰發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	135分鐘	45分鐘	290分鐘
	暖機1	90分鐘	45分鐘	240分鐘
	暖機2	90分鐘	45分鐘	140分鐘
	熱機	60分鐘	45分鐘	80分鐘
停機準備時間	1. 輔助鍋爐熱機狀態需60分鐘（週二～週日）。 2. 冷機狀態需120分鐘（週一輔鍋換台運轉）。			
停機後再起動間隔時間	從停機開始算起210分鐘。			

星彰：任勞任怨型

豐德發電廠運轉資料

CASE	狀態	準備時間	起動至併聯時間	併聯至滿載時間
起機時間	冷機	300分鐘	45分鐘	300分鐘
	暖機1	300分鐘	45分鐘	270分鐘
	暖機2	300分鐘	45分鐘	135分鐘
	熱機	300分鐘	45分鐘	90分鐘
停機準備時間	鍋爐準備時間90分鐘。			
停機後再起動間隔時間	降載解聯至HRSG Service out完成約90分鐘，在啟動前汽鼓補水/排水約30分鐘，共120分鐘。			

豐德：家庭主婦型

目前各 IPP 民營電廠購電費率

容量電費：	含建廠資本費與營運維護費（固定部分）
容量電費（元）=	容量費率（元/度）x 保證時段購電量（度）
能量電費：	含營運維護費（變動部分）、燃料成本費、促進電源開發協助基金等
能量電費（元）=	能量費率（元/度）x 【每月購電量（度）-廠址因素（度）】
廠址因素：	乙方連接至甲方輸電線上 R 的損失
電費合計	容量電費 + 能量電費 + 匯率調整金額

廠別	適用期間	容量費率	匯率調整	能量費率
麥寮	94.01.01~94.03.30	1.0966	0.0491	0.7027
	94.03.31~94.06.29	1.1059	0.0496	
	94.06.30~94.06.30	1.1157	0.0502	
	94.07.01~94.12.31	1.1245	0.0507	
海湖	94.01.01~94.06.29	0.9894	0.0818	1.6984
	94.06.30~94.12.31	1.0199	0.0845	
新桃	94.01.01~94.06.29	1.4855	0.1053	1.1185
	94.06.30~94.12.31	1.5320	0.1087	
和平	94.01.01~94.05.31	1.7472	0.1502	0.5335
	94.06.01~94.06.29	1.7775	0.1529	
	94.06.30~94.12.31	1.8044	0.1554	
嘉惠	94.01.01~94.06.29	0.9047	0.0886	1.4682
	94.06.30~94.12.31	0.9309	0.0914	
國光	94.01.01~94.12.31	0.7960	-	夏 月：2.0767 非夏月：1.9028
星彰	94.01.01~94.12.31	0.7960	-	夏 月：2.0773 非夏月：1.9034
豐德	94.01.01~94.12.31	0.7960	-	夏 月：2.0763 非夏月：1.9024

單位：元

購售電合約（PPA）甲方：台電公司，乙方：IPP 民營電廠

保證時段：乙方電廠應按其機組滿載出力提供連續運轉之時段（容量+能量）。若因甲方指令停供或減供時，該時段亦需付滿載時的容量電費。

合約期間：商業運轉日起 25 年期間。

例假日：週日與人事行政局發佈的特定節日。

補假日：例假日逢週日的隔天（補假）。

甲方可視電力系統供需情形，調整保證時段，並通知乙方配合辦理。

特定節日：元旦（1/1）、春節（農曆 1/1~1/5）、青年節（3/29）、兒童與清明節（4/3~4/4 或 4/4~4/5）、勞動節（5/1）、端午節（農曆 5/5）、中秋節（農曆 8/15）、教師節（9/28）、國慶日（10/10）、光復節（10/25）、蔣公誕辰紀念日（10/31）、國父誕辰紀念日（11/12）、行憲紀念日（12/25）。適用於麥寮、和平與第一、二階段 LNG IPP

週日：正常時 8 家 IPP 均無排定保證時數。

註：有些週日會排定非保證時數，有些週六保證時數會錯開至週日

正常週六（非調整後的假日）：8 家 IPP 為平常日（皆有保證時數），但一定會將其錯開。

保證時段如下表所示：（本公司調度處整理提供）

94.07.14

IPP		保證時段	IPP		保證時段
麥寮	夏月 15hrs	07：30~22：30	嘉惠	夏月 13.5hrs	09：00~23：00 與09：00~24：00錯開
	非夏月 13hrs	08：30~21：30		非夏月 11hrs	10：00~21：00
和平	夏月 15hrs	08：30~23：30	國光	夏月 12hrs	11：00~23：00
	非夏月 13hrs	08：30~21：30		非夏月 10hrs	14：00~24：00
海湖	夏月 15hrs	1+1→24hr發電 其餘配合總時數與LNG量排定	星彰	夏月 12hrs	10：00~22：00
	非夏月 13hrs	若有需要，1+1→24hrs發電 其餘配合總時數與LNG量排定		非夏月 10hrs	11：00~21：00
新桃	夏月 15hrs	09：00~24：00	豐德	夏月 12hrs	08：30~20：30 09：30~21：30
	非夏月 13hrs	09：00~22：00		非夏月 10hrs	09：30~19：30 10：30~20：30

註：1. 上表為 94 年預定之保證時段，實際運轉將視系統需要適時調整。

2. 麥寮：利用離峰非保證時段維護 Miller 或檢修機組（300MW~450MW）。

3. 和平與麥寮的例假日「調整後的日期」避免重疊。

4. 和平：利用離峰非保證時段洗 GGH 或檢修機組。

5. 和平 #2 降載洗 GGH 時可做 AGC→420MW~520MW

在核四尚未完成加入系統時，離峰時向民營電廠購電對系統之效益是正面的。第一、二階段之海湖、嘉惠、新桃、燃氣機組由於其容量費率與能量費率各有高低，如能量費率低於其燃料成本時，在無容量費率之離峰時段，其配合經濟調度之發電意願相對減低，造成台電燃氣機組在離峰時段之容量因數大於民營電廠燃氣機組之容量因數。爲了配合 IPP 電廠保證時段有效利用，以及考量購電費率，建議調度部門在作機組排程時，各 IPP 電廠運轉原則如下：

麥寮、和平：系統基載機組，平日保證時段滿載運轉，系統離峰時方降載或解聯檢修。

海湖、新桃、嘉惠：系統中、尖載機組，容量費率較高，能量費率較低，大多不願超用；惟海湖能量費率較其餘兩家高，較能配合系統調度。按過去經驗，新桃 IPP 配合度較低，根本不用考慮超用。

國光、星彰、豐德：系統中、尖載機組，容量費率較低，能量費率較高，可配合系統調度。海湖發電時必須配合 6 月底與 9 月底之 LNG 排定量。

最後談到塑化汽電，可比擬成斤斤計較型（或鎔銖必較型）。

項目		躉售至中察電力424MW以下	躉售至中察電力424MW以上	備註
容量費率	每千瓦每月	217.3元	217.3元	塑化每月約1.738億元，尖峰每度約1.725元（以目前800MW計算）
能量費率	尖峰	3.192度/元	2.9169度/元	10：00～12：00 13：00～17：00
	半尖峰	1.921度/元	1.6464度/元	尖、離峰以外的時間 07：30～10：00 12：00～13：00 17：00～22：30
	週六半尖峰	1.050度/元	0.7749度/元	週六07：30～22：30
	離峰	0.724度/元	0.4494度/元	00：00～07：30 22：30～24：00

備註：1. 離峰日：週日與某些特定節日（三節..等）。

2. 塑化廠區合格機組裝置容量為2720MW（含#C），廠區內用電平均約為1200MW左右，2120MW（無#C）x0.2=424MW，目前週六半尖峰為420MW。

3. 其將視廠區內機組狀態每週調整售電量曲線，每週五傳真至本處。

4. 上表係為目前塑化既設機組（94夏月）購電費率，僅供參考。

塑化機組一般約於上午5：30左右升載，由於7：30以後屬半尖峰電價，每度電價約1.5638元，故於此兩小時間，機組將從100MW提載至1450MW。

塑化CoGen在7：30前屬離峰電價，每度0.4494元，此期間相較於系統任一機組成本為低，故必要時可將系統燃煤降載以充分利用此離峰時刻。

早上7：00左右為塑化與和平升載時機，7：20左右離峰，因離峰時刻即將結束，優惠用電亦陸續減少，調度員應格外注意負載與發電機組之升降載。

五、汽電共生購電

1. 汽電共生系統實施辦法

自經濟部於 2002 年 9 月公布「汽電共生系統實施辦法」以來，迄今共作 9 次修正（最近一次為 2006 年 3 月），所稱汽電共生系統，指設置汽電共生設備，利用燃料或處理廢棄物同時產生有效熱能及電能之系統（第一條）。符合有效熱能比率不低於百分之二十及總熱效率不低於百分之五十二之基準或為專業處理廢棄物，且經登記者，稱合格汽電共生系統（第五條）。

汽電共生系統產生之電力除自用外，多餘之電力則由綜合電業以較優惠之價格收購。對綜合電業收購既設與新設合格汽電共生系統餘電採多時段購電費率，自 2002 年 10 月台電開始以此費率來收購汽電共生系統餘電。第十二條規定合格系統所生產之餘電由綜合電業收購之；其購電費率，以各該餘電提供之時間，按相當之時間電價扣除輸配電及銷管費用或以反映替代綜合電業相當電源之發電成本為原則，供能源用戶選擇。購電電費以下列公式計算：

一、尖峰時段未提供保證容量者之每月購電電費（元）＝能量費率（元／度）X 每月購電量（度）

二、尖峰時段可提供保證容量者之每月購電電費（元）＝容量費率（元／瓩）X 保證可靠容量（瓩）＋能量費率（元／度）X 每月購電量（度）－未達保證時段之扣減數（元）

2. 購電分析

截至 94 年 12 月止合格汽電共生系統與台電公司簽訂售電合約者計有 63 家，售電尖峰保證容量 258 萬瓩，請參考下表：

合格汽電共生系統行業別裝置容量統計表（94.12）

行業別	家數	總裝置容量(瓩)	所佔比率%
食品	9	68,850	0.98
化纖	12	886,051	12.57
紡織	5	55,880	0.79

行業別	家數	總裝置容量(瓩)	所佔比率%
造紙	9	230,861	3.28
石化	11	3,156,263	44.79
塑膠	7	811,633	11.52
基本化工	3	33,300	0.47
油氣煉製	4	505,000	7.17
水泥	1	25,100	0.36
鋼鐵	1	468,700	6.65
氣體燃料供應	1	500	0.01
汽電共生	2	116,400	1.65
公共行政服務	27	593,220	8.42
電子	2	94,700	1.34
合計	94	7,046,458	100

註：依據本公司主管單位業務處統計，汽電共生總購電量中，台塑集團 10 個廠的汽電共生售電量約占 72%，其他 55 家合格汽電廠，所售電力僅佔 28%。

最近兩年汽電共生購電分別為 93 年 130 億度及 94 年 127.5 億度，各佔當年度購電比率 27.4%及 25.9%，佔購電相當比例。汽電共生購電量不斷增加，對於公司營運影響甚鉅。汽電共生購電契約，歷經多年與汽電共生業者之協商，因相關辦法訂定多時，結構已定型，現欲加以調整困難重重，惟因攸關公司經營獲利，仍須持續進行協商，盼能有所突破。

3. 汽電共生辦法修訂建議

經濟部於 94 年 9 月 4 日將原「汽電共生系統推廣辦法」修訂為「汽電共生系統實施辦法」，其間之差異，經本公司業務處整理如下：

- 1、對既設機組裝置容量 20%範圍內所發電力之購電優惠，訂定落日條款（火力內燃力登記滿 15 年，氣渦輪、複循環滿 10 年），取消新增設機組優惠購電。
- 2、提高新增設機組總熱效率合格標準，由 50%提高為 52%。
- 3、訂定新增設機組最高售電容量限制，不得超過裝置容量之半數。
- 4、明訂查驗方式並賦予電業提報主管機關查驗權利。

5、訂定實施期限，實施至電業法完成修正，施行電業自由化止。

新法公布施行後，經本公司業務處檢討，目前已建議能源局檢討修訂「汽電共生系統實施辦法」部分規定說明如下：

- 1、合格系統有實施辦法第 9 條所列情形而經中央主管機關通知限期改善者，應已不符合汽電共生條件，在尚未改善前，綜合電業得暫停購電。
- 2、既設系統提供之保證容量比照新設系統，以合格系統裝置容量之半數為限。
- 3、既設合格汽電共生超過發電機組裝置容量 20%範圍所發之電力部分及新增設汽電共生皆依燃料別計價，免除外界對汽電業者有暴利之疑慮。
- 4、合格系統發電機組裝置容量百分之二十範圍內所發電力部分，將現行依綜合電業高壓電力三段式時間電價改為固定之優惠購價，未來不再隨台電售價調整修訂。
- 5、取消既設機組備用電力基本電費優惠。
- 6、研討現行查驗方法，並配合遙測監視設備之裝設，以杜外界疑慮。

汽電共生之問題有其複雜性，而購買汽電共生電力及降低系統備用容量率係本公司能否轉虧為盈或增加盈餘之關鍵，汽電共生的問題應嚴肅面對，相關單位應盡力尋求解決。

六、建議事項

1. 美國德州 ERCOT 市場交易以雙邊合約為主（超過市場交易量 95%），平衡市場為輔，由於買賣雙方可簽定長期固定價格合約，電能價格穩定，業者有充分自主權，系統穩定度高，非常值得未來電業自由化參考與採行其制度。
2. ERCOT 系統為德州唯一的電力系統，ERCOT ISO 負責批發市場的交易的中央調度與電能排程的整合，同時購買必要的輔助服務以維持電力系統可靠性與安全。依據電業法修正案，能源局規劃之未來電力調度中心運作方式與 ERCOT ISO 頗為相似，類此循序漸進之改變方式，有利於未來台灣電力系統穩定運作。
3. 電業修正草案通過，獨立調度中心 ISO 成立後，為維持電力系統安全可靠與電能市場供需平衡，ISO 必須購買輔助服務，而輔助市場之設計未於新版電業法明確提及，未來宜於電業法施行細則或調度規則內加以訂定。
4. 未來獨立調度中心 ISO 成立後，本公司現有三階層電力調度控制系統 CDCS、ADCS、CCDS 部分軟硬體設備必須配合更新，且其調度權與管轄權亦應重新調整，以符合新電業環境。
5. 本公司相關單位應積極參與行政院電業法修正草案審查及能源局電力調度規則研訂，以謀求公司最大利益。本處則將積極培訓人力，以應付未來新增調度業務、加強電能市場競爭能力及增加公司盈餘。
6. 依電業法修正案，台電公司仍維持綜合電業，電力調度中心（ISO）成立後，電網方面本公司僅將調度（審核）權移轉至 ISO，仍保留階層控制架構與網路操作權，變化較小；電能方面則因新增電能市場之運作，組織與業務之變化較大，宜儘早規劃與培訓人力。
7. 燃氣 IPP 民營機組在保證時段內，如同時升降載，易造成排擠台電較低成本之燃煤機組。目前本公司已就系統運轉安全、民營電廠機組之起停次數限制、各燃氣民營電廠之容量費率與能量費率等因素加以考量下，分別與

IPP，在購售電合約中將保證時段同時往前或往後調整，已將影響程度降低，成效顯著，應繼續實施。

8. 依據本公司研究報告分析，尖峰時段發電機組之容量因素，民營電廠燃煤機組（麥寮電廠與和平電廠）均高於台電燃煤機組。夏月離峰時段麥寮電廠與台電燃煤機組相近，但和平電廠均低於麥寮電廠與台電燃煤機組。而在非夏月離峰時，麥寮電廠與和平電廠均遠低於台電燃煤機組，造成此現象之原因在於離峰時段保證時數偏低和能量費率低於其發電燃料成本所致。因此，如能增加離峰保證時數，調高其容量因素，增加購電量，對降低整體購電成本應有助益。
9. 由於台電系統基載機組較為不足，需藉提高民營燃煤機組之容量因素，以降低全系統發電成本。因此，可考慮與民營燃煤電廠重新修訂保證時段時數，儘可能延長為全年每日 24 小時（假日除外），惟有關容量費率與能量費率依不同時段調整，或全年各時段均一致，須就民營業者之利益與台電燃煤機組發電成本考量，雙方重新協商訂約，應屬可行。
10. 目前 6 家 IPP 燃氣電廠裝置容量共 4,120MW，按雙方簽訂 25 年購售電合約（PPA）之運轉模式，各家 IPP 十分堅持，且購電成本甚高，調度幾無彈性可言，系統安全與供電品質全靠本公司一肩扛起，對公司營運影響甚大。待電業法修正案通過後，本公司可積極規劃輔助服務之提供（如備轉容量、電能平衡服務），增加本公司獲利空間。
11. 目前系統購電電源，汽電共生機組僅接受安全調度，不接受本公司經濟調度，尖峰、半尖峰購電費率高，業者全力滿載，而離峰費率偏低，離峰時間一開始（22：30）即減載至最低出力運轉（尖、離峰發電相差可達 1,500MW），影響系統供電品質及公司營運成本，除修訂本公司「汽電共生併聯技術要點」外，建議於重新簽訂汽電共生機組購電合約時，增訂應接受系統經濟調度之規定。
12. 汽電共生發電機組依費率高低來選擇最有利的發電時段，可促使其在收購費率高之時段儘量發電，雖可降低整體系統之發電成本，惟本公司仍應考量系統備轉容量因素，增加誘因，鼓勵汽電共生機組能於各時段配合電

力系統經濟調度，調整其出力，使發電經濟效益最大化。

13. 由於台電電力系統各區發電與負載不平衡，北部負載高，發電少，而南部發電多，負載低，建議北、中、南各區汽電共生發電價格要有所區分，北部地區汽電共生系統收購價格要比中、南部地區高（類似 IPP 的廠址因素），鼓勵汽電共生系統在北部投資設廠，以發揮汽電共生機組發電最大效益。
14. 本公司近年因受發電燃料大幅上漲影響，致營運成本大增，雖欲調整電價仍不易實現，可仿效德州現行作法，針對發電燃料成本變動建立電價調整機制，以合理反映本公司發電成本及消除不正常之補貼。

參考資料

- [1] ERCOT Market 簡報，Dr. Jun Yu Market Analysis & Development
Lead ERCOT，2006.01
- [2] ERCOT Operating Guides，www.ercot.com
- [3] Dispatch Strategy of IPP.ppt，楊志仁，台電公司電力調度處，
民國 94 年 7 月。
- [4] 經濟部能源局網站：www.moeaboe.gov.tw，「汽電共生系統實施辦法」。
- [5] 台電向民營電廠購電效益之研究完成報告，台灣電力公司，民國 94
年 12 月。