

糾 正 案 文

壹、被糾正機關：經濟部、經濟部能源局及台灣電力股份有限公司。

貳、案由：經濟部（含所屬能源局）及台灣電力股份有限公司任由汽電共生業者以高價售電予該公司，再向其購買廉價電力；又該公司無視市場利率已大幅降低，迄未與民營電廠完成費率之調降，且與民營發電業者簽訂之合約諸多內容違反相關規定，致業者獲取不當之利潤；另經濟部於預估之備用容量率已逾目標之情況下，仍核准新設民營電廠，以上均使該公司徒增購電支出，致虧損加劇，爰依法提案糾正。

參、事實與理由：

本案台灣電力股份有限公司（下稱台電公司）自95年度起連年發生虧損，卻無視近年電力系統實際備用容量率均逾目標值，以及市場利率水準已大幅降低之實，卻仍以較其自發成本為高價格，收購汽電共生及民營電廠之電力，致虧損加劇。又台電公司及經濟部與所屬能源局（經濟部能源委員會於民國【下同】93年7月1日改制為經濟部能源局，以下皆稱能源局）於辦理各階段民營電廠購電事宜時，未積極依約與民營發電業者完成調降利率之協商作業，且於政府調降備用容量率，國內用電需求已無虞之情況下，竟核准星元電力公司申請籌設興建電廠，致增加台電公司之購電支出等情。爰經本院立案調查，並調閱經濟部及台電公司相關卷證資料，及於101年5月11日及25日約詢經濟部暨所屬能源局與台電公司等相關人員後，業已調查竣事，茲臚列糾正事實與理由如下：

一、能源局按時間電價扣除輸配電及銷管費用等方式，訂定收購汽電共生業者之餘電費率，致部分汽電共生業者選擇單價較高之尖峰、半尖峰時段，增加發電躉售予台電公司，且台電公司於離峰時段允許業者轉向該公司購買較廉價之電力，徒增台電公司營運成本，顯有怠失。

(一)能源局按售電價格(時間電價)扣除輸配電及銷管費用等方式訂定收購汽電共生餘電費率，致部分汽電共生業者選擇單價較高之尖峰、半尖峰時段增加發電，躉售予台電公司之情形：

1、按「能源管理法」第 10 條第 2 項規定：「能源用戶裝設汽電共生設備…得請當地綜合電業收購其生產電能之餘電…。」又「汽電共生系統實施辦法」第 12 及第 14 條規定，汽電共生合格系統所生產之餘電由綜合電業收購之（即由台電公司收購）；合格汽電共生系統購電費率，除大型機組(裝置容量 30 萬瓩以上)按綜合電業躉購民營燃煤發電業之裝置容量加權平均購電費率計算外，其餘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。

2、查能源局依據「汽電共生系統實施辦法」第 14 條第 7 項之規定（購電費率，由能源局依職權或依綜合電業之申請公告之），於 98 年 8 月 10 日公告「綜合電業收購合格汽電共生系統餘電購電費率」表，有關購電費率區分為尖峰時段有、無保證可靠容量（保證可靠容量係指汽電共生業者所能保證提供台電公司之售電容量），有保證可靠容量者，若選擇按時間電價扣除輸

配電及銷管費用之計價方式，其夏月(6至9月)尖峰、離峰能量費率(含稅)每度分別為 3.9349 元、1.0254 元，兩者相差 3.84 倍；而非夏月(1至5月及10至12月)半尖峰、離峰能量費率(含稅)每度分別為 2.3054 元、0.9449 元，相差 2.44 倍；無保證可靠容量者，尖(半尖)峰、離(週六半尖)峰能量費率(含稅)每度分別為 2.8951 元、0.8821 元，相差 3.28 倍；據上，不論尖峰時段有無保證可靠容量，均顯見台電公司於尖、離峰時段收購汽電共生業者餘電之價格相差懸殊。

- 3、經統計台電公司 98 至 100 年度收購汽電共生業者餘電，平均每度價格為 2.31 元、2.24 元、2.19 元，而於尖(半尖)峰時段收購比率逾 5 成；其中燃煤汽電共生業者(排除台塑石化公司麥寮廠 3 部大型燃煤機組)餘電，平均每度收購價格為 2.36 元、2.39 元、2.33 元，於尖(半尖)峰時段收購比率高達 7 成以上。又 100 年度台電公司收購餘電度數在百萬度以上，且於尖(半尖)峰時段收購比率逾 9 成之燃煤汽電共生業者，計有台灣汽電共生股份有限公司(下稱台灣汽電公司，以下相關汽電共生公司皆為股份有限公司)官田廠 97.41%、台灣化纖公司新港廠 96.65%、大園汽電共生公司 96.16%、華亞汽電公司 94.78%、長春石化公司 93.48%、榮成紙業公司 90.75% 等 6 家業者(僅長春石化公司為無保證可靠容量者)，平均每度收購價格介於 3.63 元至 2.73 元間，已較台電公司自發燃煤機組平均每度成本 1.68 元，分別高出 1.95 元至 1.05 元，增幅約介於 116

%至 62.50%間，亦較台電公司躉購燃煤民營電廠平均每度購電支出 2.21 元，分別高出 1.42 元至 0.52 元，增幅約介於 64.25%至 23.53%間，甚有大園汽電共生公司平均每度收購價格 3.63 元，遠高於台電公司自發燃氣機組平均每度發電成本 3.27 元。

- 4、另查大園汽電共生公司設有 1 部 38,400 瓩之燃煤發電機組及 3 部各 10,000 瓩之重油發電機組，該公司 98 年度年報中，有關「致股東報告書」略以：「…經營團隊掌握時機適時調整重油發電機組營運策略，將原尖峰向台電購電模式改為尖峰躉售台電模式，以充分提高尖峰躉售電量，創造最大獲益…。」其「99 年預計營業目標」亦載述：「燃煤發電機組以全載供汽及發電，重油發電機組尖峰全載發電躉售台電。」該公司 99 年度 3 部重油機組均於尖(半尖)峰時段始啟動，離(週六半尖)峰時段即停機，符合上開 99 年預計營業目標。該公司實際躉售予台電公司之電力，由 97 年度之 7 百萬餘度提高至 100 年度之 4 千餘萬度，增幅約 465.68%；平均每度收購價格亦由 1.78 元提高至 3.63 元，增幅約 103.93%。

(二)部分汽電共生業者因離峰時段收購價格偏低，卻轉向台電公司購買較廉價經常用電之情形：

- 1、按「汽電共生系統實施辦法」第 15 條規定：「合格系統之能源用戶其不足電力得向當地綜合電業申請經常用電…。」又台電公司與合格汽電共生業者簽訂購售電合約第 6 條第 1 項規定：「乙方(合格汽電共生業者)為備發、供、變電設備機組故障及維修需要，得向甲方(台電公

司)申請備用電力使用…。」另依行政院 100 年 10 月 13 日轉據經濟部說明，能源用戶電力不足之原因包括：汽電共生業者評估發電機設備容量無法完全滿足產業用電需求，或業者提高產能而使蒸氣需求增加，致發電量產出相對減少，而產生電力不足情形。

- 2、查台電公司與汽電共生業者截至 100 年度止，仍有購售電合約關係者 60 家，各該業者除因故障或檢修向台電公司申請備用電力外，另向台電公司申請經常用電者計有 31 家。其中 100 年度於尖(半尖)峰時段有保證可靠容量，躉售餘電予台電公司，卻另於離(週六半尖)峰時段轉向台電公司購買經常用電者，計有 12 家燃煤汽電共生業者，其躉售餘電予台電公司之平均每度售價為 2.33 元，使用台電公司經常用電之平均每度電費僅需 1.59 元。又上開於尖(半尖)峰時段躉售餘電度數比率達 9 成以上之 5 家有保證可靠容量之汽電共生業者，其於離峰時段向台電公司購買經常用電 2 億 8,565 萬餘度，平均每度電費 1.47 元，惟其躉售餘電予台電公司 8 億 4,419 萬餘度，平均每度躉售價格卻為 2.89 元，平均每度價差高達 1.42 元。台電公司對此不合理之現象，卻於 95 年 3 月 20 日僅暫停受理汽電共生業者新增設離峰經常用電之申請，對已申請之汽電共生業者，束手無策。另台電公司 96 年 12 月 24 日陳報經濟部「增購汽電共生電能暫行措施」亦說明：「由於現行離峰價格偏低，致多數汽電共生業者於離峰時間降載或停機轉向本公司購電…。」

3、汽電共生業者於尖峰時段既有保證可靠容量，躉售餘電予台電公司，離峰時段應有足夠電力支應廠內用電，惟台電公司卻允許各該汽電共生業者於離峰時段向該公司購買廉價電力；又台電公司近年供電系統因離峰時段基載機組不足，需啟動高成本之燃氣及燃油機組供應電力，上開舉動，無疑是增加公司營運成本，並有違「汽電共生系統實施辦法」第 15 條(不足電力得向該公司申請經常用電)之意旨。

(三)綜上，能源局按時間電價扣除輸配電及銷管費用等方式訂定收購汽電共生餘電之費率，致部分汽電共生業者選擇單價較高之尖、半尖峰時段增加發電，躉售予台電公司，更有部分業者於離峰時段降載或停機，而轉向台電公司購買廉價電力情事，台電公司明知汽電共生業者此種「賣高用低」之操作模式，勢必造成台電公司之損失，卻束手無策；上開台電公司與汽電共生業者之不合理購售電方式，皆有違「能源管理法」及「汽電共生系統實施辦法」之意旨，徒增台電公司營運成本，顯有怠失。

二、經濟部與台電公司無視 92 年起市場利率水準已大幅降低，迄未與民營發電業者完成利率浮動調整之協商，竟先行同意業者縮短燃料成本反映時間，錯失併同協商之良機；又台電公司未依經濟部之指示，交付仲裁或訴請司法機關判定，致增加購電成本，確有違失。

(一)按台電公司與第一、二階段開放設立之各民營發電業者簽訂之購售電合約第 54 條「本合約自生效日起每滿 5 年或有必要時，由雙方會商檢討修正之。」第 51 條「雙方合意以臺灣臺北地方

法院為第一審管轄法院，但如經雙方同意，亦得提付仲裁。」及第 51 條補充說明「本條但書『如經雙方同意，亦得提付仲裁』之適用，應依下列程序為之：因本合約發生爭議，雙方當事人應先協商解決，若無法達成決議時，應報請主管機關協調解決，協調不成時，則以被請求人之選擇，進行仲裁或訴訟程序。…」以及現階段（第三階段）開放設立之各發電業者簽訂之購售電合約第 49 條「本合約得經雙方會商檢討同意後以書面修正之。」第 50 條第 1 項「因本合約發生爭議，雙方當事人應先協商解決，協商不成時，得報請主管機關協調解決，協調不成時，請求解決爭議之一方應以書面徵詢他方以進行仲裁或訴訟解決爭議…。」因此，購售電合約得經雙方會商檢討修正，若雙方對爭議無法達成決議，且主管機關協調不成時，應進行仲裁或訴訟程序。

- (二) 經查台電公司 85 至 88 年間與第一、二階段開放設立之麥寮、和平、長生、嘉惠、新桃等 5 家民營電力公司，及 89、95 年間與現階段之國光、星能、森霸、星元等 4 家民營電力公司，共 9 家業者簽訂 25 年之購售電合約，其中購電費用包含容量電費及能量電費，而民營電廠經濟資產持有成本為容量電費之計算因子之一，其使用之折現率（相當於業者之資產貸款資金利率），第一、二階段係以電價競比當日（84 年 6 月及 12 月）臺灣銀行之基本放款利率 7.625% 及 7.25% 計算（新桃電力公司為 7.25%），現階段（第三階段）則以 7% 作為資本報酬率計算公告電價，惟該階段之星元電力公司因於 95 年間簽約

，乃以 5.15% 作為資本報酬率。惟 92 年起市場利率水準已大幅降低，台電公司 96 年度平均資金借款利率已由 84 年度 7.54% 降至 2.37%，100 年度更降至 1.52%，10 年期中央政府公債次級市場殖利率亦由 84 年之 6.79%，降至 96 年度之 2.32%，100 年度更降至 1.38%，市場之利率水準確已較簽約當時明顯降低。另依臺灣證券交易所公開資訊觀測站之資料，麥寮、和平、長生、新桃、星能、森霸等公開發行公司，96 年底之長期借款平均利率已降至 2.64% - 3.48% 之間，100 年更降至 1.368% - 1.76% 之間，顯示民營發電業者資金成本至 100 年時已降至簽約時之 2 至 3 成。審計部於 95 年 6 月 21 日曾就台電公司與民營發電業者所訂資金成本之折現率問題，函請經濟部督促台電公司研議與民營發電業者重新議約，以維公司權益，台電公司並於同年 10 月 3 日函復審計部表示，擬通盤評估後再伺機提出協商。

(三)再查 96 年間燃氣民營發電業者因天然氣價格持續上漲，原落後 1 年反映之燃料成本調整機制已使其現金調度發生困難，星能及森霸電力公司遂於 95 年 7 月間行文經濟部要求燃料成本改為即時反映。台電公司於 96 年 6 月 29 日委託台灣經濟研究院(下稱台經院)進行「建立 IPP 購電價格隨利率浮動調整機制之研究」，能源局及台電公司自 96 年 5 月 3 日起至 96 年 10 月 29 日止，共召開 6 次燃氣燃料成本費率調整之協商會議，其中 8 月 10 日之協商會議中，主席台電公司業務處處長李漢申(現任總經理)表示：「…本公司原計畫就影響購電費率之因素

調整委外研究，有初步結果時，將併同此一議題進行檢討，惟基於長期合作及展示誠意，乃依能源局函示提早召開本次會議…。」而 8 月 23 日及 9 月 11 日之協商會議中，亦均僅決議未來應就影響購電費率之各項因素（如利率、折現率等）繼續協商。然台電公司並未俟台經院之研究結果，即於經濟部 96 年 10 月 29 日召開「購售電合約燃料成本費率調整機制協商會議」中，與業者達成如下之協議：「有關購售電合約燃料成本費率調整機制，合約雙方已合意改按台灣中油公司公告之發電用天然氣平均熱值成本即時調整，本部予以尊重…自 96 年 10 月 9 日起實施…。」96 年 12 月底台經院提出研究報告之結論建議略以：「…縮短燃料成本反映時間對既設 IPP 較有利；納入利率調整機制對台電較有利，…建議針對既設 IPP，合約可將此二項修正一併討論配套執行，不宜單獨納入其中任一項…才能使市場的公平性與合理性得到進一步的保障。」嗣台電公司於 97 年 3 月 14 日及 4 月 29 日召開之「燃煤 IPP 燃料成本費率調整機制溝通協商會議」中，仍以相同模式，決議未來應就影響購電費率之各項因素繼續協商，並同意燃煤民營電廠之燃料成本調整自 97 年 5 月 12 日起實施，無視台經院對於業者所提縮短燃料成本反映時間應納入利率調整一併討論之建議。

- (四)次查能源局於 100 年 4 月 11 日召開「購售電合約建立購電費率隨利率浮動調整機制第 2 次協調會議」，做出結論第二項：「…建議雙方可依購售電合約中所訂爭議解決方式，交付仲裁

或訴請司法機關判定。」該局並於同年月 21 日將會議紀錄函送台電公司，同年 8 月 17 日能源局再次函請台電公司依上開會議結論辦理；嗣 100 年 10 月 5 日「電力新政策推動小組」第 16 次會議，經濟部長裁示：「有關建立台電公司與現有民營電廠之購電利率調整機制…，基於確保台電公司權利之前後一致性立場，應進行仲裁或訴訟措施…。」該部於同年 10 月 24 日及 12 月 30 日均曾函台電公司建議雙方可依購售電合約中所訂爭議解決方式，交付仲裁或訴請司法機關判定，並請該公司積極處理，惟台電公司迄今仍未交付仲裁或訴請司法機關判定；96 至 100 年度因利率未調降，台電公司若依台經院之研究建議計算結果，約增加購電支出 59 億餘元。然於 101 年 3、4 月間，因政府決定調漲電費，引發民怨，各界要求檢討民營發電購電費率時，台電公司始再於 101 年 4 月 23 日委請法律事務所評估購電費率仲裁或訴訟之可行性。

- (五)另查能源局 84 年 1 月 1 日及 8 月 25 日公告「設立發電廠申請須知」，並未規定民營發電業者資金取得方式，匯率變動應由民營發電業者自行承擔，惟台電公司與民營發電業者洽談購售電合約草案時，因新臺幣大幅貶值，業者遂提出增訂「匯率調整條款」，主張應由該公司承擔匯率變動風險，雖經多次協商會議，惟為順應民營發電業者要求，最後能源局於 87 年 4 月 7 日召開「研商購售電合約之匯率變動風險處理方式會議」決議：「…同意匯率變動 3% 範圍內由業者承擔，超出部分由台電公司承擔之原則，

請台電公司簽報決策層同意，並由能源局簽報經濟部核定後辦理。」致 88 至 100 年度支付民營發電業者匯率調整部分之金額累計達 170 億餘元。

(六)綜上，經濟部及台電公司漠視國內市場利率水準自 92 年起已大幅降低及審計部 95 年 6 月 21 日之意見，而於 96 年間與民營發電業者協商燃料成本調整機制時，卻逕於業者同意未來繼續協商利率調整之前提下，即先行同意燃氣及燃煤民營電廠燃料成本調整機制之變更；且對於有利於民營發電業者部分，如燃料成本及匯率調整，即順應業者要求，而不利於業者之利率調整卻迄今仍未達成共識，致 96 至 100 年度增加購電支出 59 億餘元。另經濟部及能源局於 100 年 4 月至 12 月曾多次函請台電公司就合約中增訂利率浮動調整之機制事項，交付仲裁或訴請司法機關判定，惟台電公司遲未積極處理。經濟部及台電公司未能善盡管理責任，爭取台電公司最大利益，以維護政府權益，且台電公司遲未依照經濟部及能源局函示辦理仲裁或訴訟，確有違失。

三、台電公司未將支付民營發電業者購電費用內含之經濟資產持有成本，平均分攤至機組經濟壽年 25 年內支付，有違「設立發電廠申請須知」之規定，洵有未當。

(一)按能源局 84 年 1 月 1 日及 8 月 25 日公告第一、二階段開放發電業之「設立發電廠申請須知」，有關購電費率及計價方式，其中容量費率之經濟資產持有成本，依完工年現值，考慮折現率及物價上漲率，均化至機組經濟壽年期間各年。

又購電費率之參數係參考「台電公司與發電業者相互購電辦法」計算，依該辦法所附計算模式，折現率＝平均資金成本率＝投資報酬率，經濟資產持有成本包括發電設備、電源線設備之成本，暨稅後息前利潤、財產稅捐及所得稅等費用。

(二)經查前揭費用係按「電價競比當日臺灣銀行基本放款利率」折現(折現率第一階段為 7.625%，第二階段為 7.25%)，該折現率為名目折現率(即實質折現率加上物價上漲率)，已考慮物價上漲因素；惟台電公司卻未依「設立發電廠申請須知」規定，將購電費用內含之經濟資產持有成本，考慮折現率及物價上漲率後，平均分攤於機組經濟壽年 25 年內支付，而以維持經濟資產完工年之持有成本現值不變下，透過換算公式，每年以前一年之金額加上各階段電價競比當時「前 10 年平均消費者物價總指數變動率」(2.897%)計算分攤金額，致前期應支付經濟資產持有成本，延後至後期支付，每年支付予民營電廠之經濟資產持有成本均較前 1 年增加 2.897%。據台電公司於本院約詢時稱：「...考慮物價上漲率，先低後高，可避免民營發電業者到後期違約；另一種方式，每年都一樣金額，惟折現後均是一樣的金額。」台電公司雖稱折現後均為相同之金額，惟 92 年起市場利率水準即已較簽約時所用之折現率大幅降低，若以目前利率折現，台電公司使用之計算方式，將較平均分攤之計算方式增加購電支出。

(三)綜上，台電公司未依「設立發電廠申請須知」規定，將支付民營發電業者購電費用內含之經濟

資產持有成本，依完工年現值，考慮折現率及物價上漲率，平均分攤於機組經濟壽年 25 年內支付，致前期應支付經濟資產持有成本，延後至後期支付，而於利率下降時，將導致增加購電支出，台電公司之作法，實有未當；另有關「台電公司與發電業者相互購電辦法」所附計算模式是否妥適亦請一併檢討。

四、台電公司支付民營電廠購電費用之容量電費，係按發電機組於保證發電時段可用率 88% 之購電量，計算單位費率，惟台電公司卻以保證發電時段全部購電量作為支付上限，致部分民營電廠當年度實際獲得容量電費，高於原須支付金額，增加購電費用，確有可議。

(一) 台電公司 85 至 88 年間與第一、二階段之麥寮、和平、長生、嘉惠、新桃等 5 家民營發電業者簽訂之 25 年購售電合約，依購售電合約第 35 條規定：合約有效期間各年度容量費率及能量費率經雙方議定如所附附件 3，其中營運與維護費按…躉售物價總指數調整。民營電廠購電費用包括容量電費(固定成本)及能量電費(變動成本)，保證發電時段支付容量電費及能量電費，非保證發電時段支付能量電費。容量電費係包括經濟資產持有成本及固定營運與維護費，其中經濟資產持有成本係民營發電業者投資興建電廠之成本及合理之利潤，係分配於 25 年購售電合約期間內支付(類似折舊費用)，固定營運與維護費則按躉售物價指數逐年調整。

(二) 經查台電公司每年須支付民營電廠容量電費應為購售電合約附件 3「合約有效期間各年度容量費率及能量費率」所列各商轉年度經濟資產持

有成本暨按躉售物價指數調整後固定營運及維護費，台電公司係以換算為單位費率方式支付，又為確保民營發電業者，每年可回收其投資成本及獲取合理之利潤，考量發電機組須辦理檢修、維護等作業後，購售電合約附件 3「合約有效期間各年度容量費率及能量費率」約定按發電機組於保證發電時段可用率 88%購電量，計算單位費率。惟台電公司未考量計算單位容量費率之購電量，已按發電機組於保證發電時段之可用率 88%計算，逕於購售電合約第 1 條第 18 款規定，以保證發電時段應提供全部購電量作為支付容量電費之上限(容量電費=容量費率×保證發電時段購電量，保證發電時段購電量，最高以約定之保證發電時段應提供之保證發電量為限)。部分民營電廠發電機組於保證發電時段之可用率較約定為佳時，台電公司以該時段購電量計算容量電費，高於原須支付之容量電費，依台電公司提供資料統計結果，100 年度第 1、2 階段麥寮、和平、長生、嘉惠、新桃等 5 家民營發電業者實際獲得容量電費較合約議定須支付容量電費增加 12 億 6,983 萬餘元。另以麥寮、長生等 2 民營電廠為例，該 2 民營電廠 91 至 100 年度實際獲得容量電費亦較合約議定須支付容量電費分別增加 10 億 7,478 萬餘元、18 億 66 萬餘元。

(三)綜上，台電公司支付民營電廠購電費用之容量電費，係屬固定性成本(類似折舊費用)，既已考慮民營發電機組辦理檢修、維護等所需作業後，按發電機組於保證發電時段可用率 88%購電量，計算單位容量費率，民營電廠發電機組檢修、

維修等作業期程，較約定期程為長，應歸責於民營發電業者維護管理行為。台電公司仍以保證發電時段全部購電量作為支付上限，致部分民營電廠當年度實際獲得容量電費，高於原須支付金額，民營發電業者當年度不僅能回收議定之投資成本，並獲取額外利潤，有違合約保障業者回收原始投資之原意，確有可議。

五、台電公司未依與發電業者相互購電辦法之規定，將民營發電業者應共同承擔電力系統備用容量，納入購售電合約，核有欠當。

(一)按能源局 84 年 1 月 1 日及 8 月 25 日公告「設立發電廠申請須知」所附「台電公司與發電業者相互購電辦法」第 10 點規定：「發電業電廠與本公司應共同負擔系統之備用容量。」又台電公司於 83 年 3 月 28 日陳報經濟部「開放發電業推行方案」所附「購售電合約範本」第 36 條第 1 項第 1 款規定：「乙方(民營發電業者)應負擔之備用容量率，按前 1 年甲方(台電公司)系統備用容量率計算…。」

(二)查能源局 84 年 1 月 1 日及 8 月 25 日公告「設立發電廠申請須知」所附購售電合約範本，及台電公司與民營發電業者簽訂購售電合約，卻未依「台電公司與發電業者相互購電辦法」規定，要求民營發電業者應負擔系統之備用容量率，且台電公司 98 年 7 月修訂「台電公司改造計畫」，於分析台電公司「內外經營環境 SWOT 分析」中，亦將「現有 IPP 無需考量系統備用容量，並受合約保障，經常維持滿載」列為對台電公司威脅，台電公司並未依規定要求民營發電業者負擔電力系統備用容量率。又台電公司

97 至 100 年度電力系統備用容量率分別為 21.1%、28.1%、23.4%、20.6%，均逾目標值，售電量 1,869 億 3,147 萬餘度、1,792 億 3,867 萬餘度、1,933 億 1,345 萬餘度、1,986 億 3,710 萬餘度，台電公司 97 至 100 年度向民營電廠購電度數分別為 345 億 3,996 萬餘度、374 億 5,780 萬餘度、386 億 6,078 萬餘度、392 億 5,918 萬餘度，購電量逐年提高。另台電公司 98 年度因景氣未完全復甦，備用容量率高達 28.1%，售電量減少，台電公司自發各類火力機組容量因素下降，發電量均減少，且其 99 年 4 月編製之「經營績效分析」亦載述：「…因煤價下滑，IPP 燃煤機組搶先發電，故本公司燃煤機組無法全載出力」。

- (三)再查台電公司通霄、興達、南部、大潭電廠等 21 部燃氣複循環機組(氣渦輪機)，98 年度運轉時數為 12 萬餘小時，扣除離峰、週六半尖峰發電時數 6 萬餘小時後，尖峰時段(相當民營電廠保證發電時段)發電度數為 5 萬餘小時，其中大潭 6 部機組、南部 1 部機組、通霄 4 部機組、興達 1 部機組，共 12 部機組，於尖峰時段運轉時數介於 1,024 小時至 2,993 小時，均小於 6 家燃氣民營電廠(長生、新桃、嘉惠、國光、星能、森霸等民營電廠)於保證時段發電時數 3,026 小時至 3,881 小時，查係該公司電力系統負載較低時，民營電廠仍受購售電合約保障(第一、二階段購售電合約第 27 條及現階段購售電合約第 25 條規定：民營發電業者發電機組應提供機組額定出力於保證發電時段連續運轉之能力。又第 34 條規定：民營發電業者發電機組於

保證發電時段因該公司通知停供或減供電能時，台電公司應支付容量電費)，可於保證時段維持滿載發電，而排擠台電公司燃氣機組所致。台電公司與民營電廠均為發電業者，民營發電機組受合約保障，經常於保證時段維持滿載發電，在尖峰負載較低時，排擠台電公司燃氣機組發電，徒增營運成本。

(四)綜上，台電公司與民營電廠均為發電業者，該公司卻未依相互購電辦法之規定，將民營發電業者應共同承擔電力系統備用容量納入購售電合約中規範，竟由台電公司單獨負擔，並因民營發電業者受合約保障，經常於保證發電時段維持滿載發電，尖峰負載較低時，排擠該公司燃氣機組發電，增加公司營運成本，顯有效能不彰情事，核有欠當。

六、經濟部漠視行政院已將備用容量率調降為 16%，竟仍核准星元電力公司申請興建電廠之籌設許可，且未考量台電公司實際備用容量情形，逕同意星元電力公司裝置容量逾開放容量部分，於 100 年尖峰負載發生日起即可獲得容量電費，徒增購電支出，顯有違失。

(一)台電公司原核定備用容量率為 20%，行政院 94 年 10 月 5 日第 2960 次院會之院長提示第 2 項略以：「由於近來國際燃料價格上漲，造成台電公司經營成本增加，...將備用容量率降到 16%，台電公司不僅可以減少 400 億元的投資，也可減輕採購民間發電的壓力，...未來台電公司應繼續改善配電設備與系統，以配合備用容量率之降低。」能源局 95 年 6 月 6 日訂定「第四階段開放民間設立發電廠方案」參、開放原則八、

過渡條款：「本方案發布施行前，業依『現階段開放民間設立發電廠方案』申請 98 年 34 萬瓩開放容量者，未來如獲經濟部核准登記備案，其 34 萬瓩除外之剩餘容量僅能獲得能量電費部分，於實際商轉後每年依備用容量率 16% 基準計算能否獲得容量電費，惟至遲可於 100 年獲得容量電費」。

(二) 經查台電公司 93 年 2 月 26 日公告未來 93 至 98 年電力供需資訊，僅 98 年預估備用容量率 19.1% 低於 20%，開放新增 34 萬瓩容量。94 年 3 月星元電力公司提出電廠的籌設申請，經濟部並於同年 4 月有條件通過星元電力公司之申請，但未核發籌設許可；惟行政院於 94 年 10 月 5 日第 2960 次院會，院長指示：以備用容量率 16%，作為長期電力系統規劃目標，能源局雖於 94 年 11 月 25 日函請經濟部法規會提供「備用容量率由 20% 調降為 16%，既有已申請籌設之業者是否適用信賴利益保護原則」，經濟部法規會於 94 年 12 月 7 日函復：民間發電業者尚未取得籌設許可，尚未具備舊法規所必須具體之重要要件，似無庸考量其信賴利益保護問題。惟依能源局 95 年 6 月 6 日訂定「第四階段開放民間設立發電廠方案」參、開放原則八、過渡條款係規定：業依「現階段開放民間設立發電廠方案」申請 98 年 34 萬瓩開放容量者，未來如獲經濟部核准登記備案，其 34 萬瓩除外之剩餘容量如何獲得購電費用，能源局逕以作為審查星元電力公司能否取得申請籌設許可，並於 95 年 7 月 10 日召開審查會議，且審查依據除備用容量率適用基準依第四階段過渡條款辦理外，其餘應備用文件、台電公司

公告價格(第四階段係採競比方式)、先到先審原則等，均採現階段方案規定辦理，然現(第三)階段方案業於95年6月6日廢止，能源局仍以廢止方案審查星元電力公司能否取得申請核准籌設許可，並於95年7月17日核准星元電力公司申請籌設49萬瓩裝置容量之電廠。

(三)復查台電公司於95年2月間曾就經濟部函行政院檢陳「第四階段開放民間設立發電廠方案」(草案)，有關過渡條款部分，其34萬瓩除外之剩餘容量，刪除「惟至遲可於100年獲容量電費」字眼，惟能源局訂定第四階段方案過渡條款並未刪除該等字眼，並於95年7月17日核准申請籌設許可，亦說明「剩餘15萬瓩僅能獲得容量電費部分，…至遲可於100年度獲得容量電費」，台電公司逕亦於95年9月15日簽訂之合約中規定「自100年之年尖峰負載發生日當月起保證支付容量電費為48萬瓩」，未審慎衡酌100年度實際備用容量率情形，而台電公司100年度備用容量率之實績值為20.6%，台電公司99年12月版「99台電電源開發方案」，100至101年預估備用容量率分別為22.2%、21.2%，將造成台電公司於100年度起將增加購電支出(容量電費)，每年約增加3億餘元(若按99年度保證時數3,056小時及容量費率每度0.8154元推估：150,000瓩×3,056時×0.8154元)。

(四)綜上，行政院已將備用容量率調整為16%，能源局卻未依經濟部法規會無庸考量其信賴利益保護問題之法律意見，逕仍核准星元電力公司之電廠申請籌設許可，又能源局及台電公司均未審慎衡酌未來實際備用容量率之情形，即同意裝

置容量逾開放容量之 15 萬瓩部分，於 100 年度尖峰負載發生日起獲得容量電費，徒增購電支出，顯有違失。

七、台電公司向民營發電業者購電費用，已包含電源線終端設備之管理維護費用，卻同意業者將該等設備移撥台電公司，並負責後續之管理維護等事宜，徒增相關費用，且該等設備實質並非由業者無償移撥，台電公司卻將其視為無償捐贈，均有未當。

(一)依台電公司 83 年 3 月 28 日陳報經濟部「開放發電業推行方案」所附附錄一「發電業者與台電公司間權利義務」，有關發電業義務 5 部分，載述：「發電業之電廠與台電公司系統網路間之電力輸送，以台電公司適當的接收站(變電所)等為分界點，分界點以前的線路稱為電源線…需由發電業者負責設計、興建與維護。」能源局 84 年 1 月 1 日及 8 月 25 日公告第一、二階段「設立發電廠申請須知」，有關電源線之建造，責任分界點為發電廠之電源線與台電公司系統斷路器之連接點，電源線由廠商自行設計、建造及維護為原則。該申請須知所附「台電公司與發電業者相互購電辦法」第 11 點規定：「發電業電廠與該公司系統責任分界點以下之電源線，其產權屬於發電業並由其負責施工維護為原則。」又第一、二階段購售電合約第 31 條規定：「計量設備之比壓器、比流器由乙方(民營發電業者)提供、裝設、並維護。」購售電合約補充說明第 1 條第 12 款：「…所謂電源線兩端之終端設備，其中在甲方(台電公司)變電所內之終端設備…包括計量設備、保護設備、相關引線之附屬設備、空斷開關及斷路器等…。」

另現階段購售電合約第 23 條規定：「…在責任分界點甲方(台電公司)側之電源線終端設備由甲方設計及建造，費用由乙方(民營發電業者)負擔，產權屬於甲方，由甲方負責維護。」

- (二)經查台電公司與第一、二階段麥寮、和平、長生、嘉惠、新桃等 5 家民營電力公司於簽訂購售電合約期間，民營發電業者主張：「在台電公司變電所內電源線終端設備之設計、建造與維護工作，由該公司負責，或委託台電公司設計、建造後，將其產權移交台電公司維護，並變更雙方責任分界點。」嗣台電公司於 85 年 9 月 12 日陳報經濟部有關與民營發電業者 13 項不同意見之分析意見，其中第 13 項「業者電源線終端設備之設計、建造及維護問題」之分析意見略以：「…須知(設立發電廠申請須知)規定業者電源線包括兩端之終端設備，由廠商自行設計、建造及維護為原則。…業者要求將甲方變電所內電源線終端設備之設計、建造及維護，委由台電負責，則除嚴重違反須知規定外，亦有圖利業者之嫌。採納業者意見之利弊分析：…弊：(1)違反須知規定之原則；(2)影響招標公平性；(3)民營業者在台電變電所內電源線終端設備之投資成本(約逾千萬元)已含在業者報價之內，屬台電向業者購電電費所應支付容量電費之一部分，…由台電另行負責該設備之設計、建造及維護，則台電有重複支出，業者因此將獲取不當利益之嫌。」經濟部即於同年 24 日召開「研商台電公司與民營發電業者購售電合約未取得共識條款處理方式」會議，其會議決議事項第 13 項：「業者電源線終端設備之設計、建

造及維護問題案：簽約後由台電公司與民營發電業者協商處理。」台電公司明知購電費用已包含電源線終端設備之管理維護費用，竟同意第一、二階段麥寮等 5 家民營發電業者於 88 至 92 年間加入系統後，將位於台電公司變電所內之電源線終端設備計 5 億 3,820 萬餘元(麥寮 9,250 萬元、和平 6,288 萬元、嘉惠 1 億 5,794 萬餘元、新桃 2 億 2,488 萬餘元，長生移撥清單未列金額)，無償移撥予台電公司，並由台電公司負責後續管理維護事宜，估計每年需支付檢測、運轉、人事等費用約 345 萬餘元(未含大修支出)，預估購售電合約 25 年期間內，徒增管理維護費用將超過 8,600 餘萬元(每年 345 萬餘元)。

- (三)復查台電公司於民營發電業者移撥電源線終端設備後，隨即修訂購售電合約第 29 條責任分界點，其中和平、嘉惠等 2 家民營電力公司，雖於 91 年 6 月 4 日、92 年 7 月 15 日移撥電源線終端設備，卻延宕至 98 年 5 月 7 日始修訂合約責任分界點，台電公司在未完成合約責任分界點修正前，逕未按 90 年 12 月 28 日及 92 年 6 月 26 日函請和平、嘉惠等民營電力公司「…在購售電合約未完成修訂前…雙方仍應遵守原合約條文」辦理，仍負責電源線終端設備之管理維護事宜，顯有未當。又第一、二階段 5 家民營發電業者，及第三階段 4 家民營發電業者，共 9 家民營發電業者，其投資興建電源線終端設備之成本，已包含於購電費用中，實質並非民營發電業者無償將電源線終端設備移撥台電公司，台電公司卻將各該民營發電業者，於 88

至 98 年間所移撥之電源線終端設備，視作無償捐贈。

(四)綜上，依據「設立發電廠申請須知」規定，有關電源線係由民間發電業者自行設計、建造及維護為原則。台電公司明知購電費用已包含電源線終端設備之管理維護費用，且委由台電負責維護，將嚴重違反上開須知之規定外，亦有圖利業者之嫌，然卻同意民營發電業者將位於變電所內之電源線終端設備，移撥台電公司，並由其負責管理維護事宜，而未扣減相關購電費用，購售電合約期間內將增加 8,600 餘萬元管理維護費用。又台電公司在未完成和平及嘉惠 2 家民營發電業者之合約責任分界點修正前，即負責電源線終端設備之管理維護事宜，及電源線終端設備之成本已包含在購電費用中，實質並非民營發電業者無償移撥，台電公司卻將全數民營發電業者所移撥之電源線終端設備，視為無償捐贈，均有未當。

綜上所述，能源局按時間電價扣除輸配電及銷管費用等方式，訂定收購汽電共生業者之餘電費率，致部分汽電共生業者選擇單價較高之時段，增加發電躉售予台電公司，卻於離峰時段因收購價格偏低，而轉向台電公司購買較廉價之電力；經濟部與台電公司無視 92 年起市場利率水準已大幅降低及 95 年審計部之函示，迄未與民營發電業者完成利率浮動調整之協商，竟先行同意業者縮短燃料成本反映時間，錯失併同協商之良機，且台電公司未依經濟部之指示，交付仲裁或訴請司法機關判定；又台電公司未將支付民營發電業者購電費用內含之經濟資產持有成本，平均分攤至

機組經濟壽年 25 年內支付，以及未將民營發電業者應共同承擔電力系統備用容量，納入購售電合約，有違「設立發電廠申請須知」及「台電公司與發電業者相互購電辦法」之規定；且台電公司支付民營發電業者容量電費，逕以保證發電時段全部購電量作為支付上限，致部分民營電廠當年度實際獲得容量電費，高於原須支付金額；經濟部漠視行政院已將備用容量率調降為 16%，竟仍核准星元電力公司申請興建電廠之籌設許可，並於 100 年尖峰負載發生日起即可獲得容量電費；另台電公司同意民營發電業者將已包含在購電費用中之電源線終端設備移撥台電公司，並由其負責後續管理維護等事宜。經濟部及台電公司任由汽電共生業者以高價售電予該公司，再向其購買廉價電力；又該公司無視市場利率已大幅降低，迄未與民營電廠完成費率之調降，且與民營發電業者簽訂之合約諸多內容違反相關規定，致業者獲取不合理之利潤；另經濟部於預估之備用容量率已逾目標之情況下，仍核准新設民營電廠，均使該公司徒增購電支出，致虧損加劇，爰依監察法第 24 條提案糾正，移送行政院並轉飭所屬確實檢討改善見復。

提案委員：劉玉山、吳豐山

葉耀鵬、黃武次