



審計部專案審計報告

台電公司向汽電共生業者及 民營電廠購電情形



民國 102 年 6 月

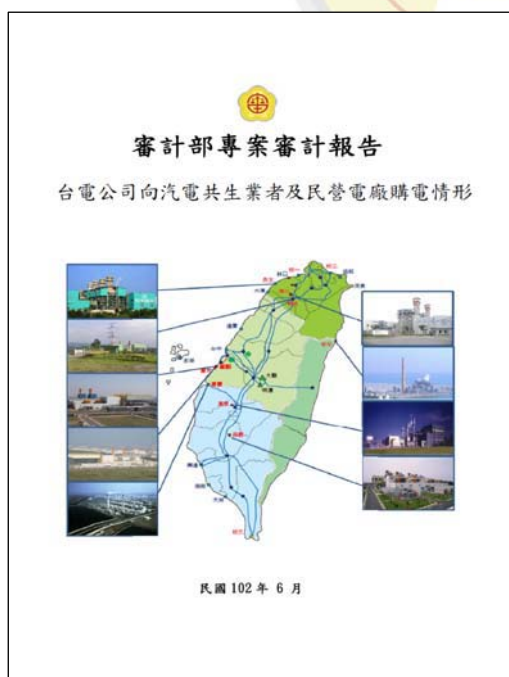
審計部 印

中華民國審計部及所屬機關民國 102 年度審計人力計有 722 人（預算員額），隸屬於監察院，獨立行使審計職權，監督政府及其所屬機關預算之執行，並就其運用資源之經濟性、效率性及效果性進行考核。

審計部及所屬機關民國 100 年審計結果可量化財務效益約 95 億 7 千 2 百萬餘元，平均每花費政府預算 1 元至少可節省政府支出或增加收入 7.52 元。

本專案之調查意見，經審計部追蹤經濟部、能源局及台電公司研擬改善措施，估計年節省台電公司購電支出 43 億餘元，其中汽電共生系統部分 30 億餘元、民營電廠部分 13 億餘元。另台電公司於購售電合約期間，估計向民營電廠購電共可節省 207 億餘元支出。

更多有關審計部之資訊，請參閱審計部全球資訊網（網址：www.audit.gov.tw）



目 錄

壹、總述	1
一、調查原委	1
二、調查範圍	1
三、調查限制	1
四、主要調查發現	1
五、調查意見及監察院糾彈情形	2
貳、專案調查辦理情形	3
一、前言	3
二、調查重點與發現	8
三、調查意見	15
四、監察院糾彈內容	25
參、行政機關回應情形	26
肆、後續改善情形	29
伍、結語	30

圖目錄

圖 1 台電公司 95 至 99 年度備用容量率情形	7
圖 2 台電公司 99 年度主要機組自行發電成本及比重	7
圖 3 台電公司 99 年度自行發電與外購電力成本之比較	8

表目錄

表 1 政府截至 99 年度止開放民間設立發電廠情形表	6
表 2 台電公司發電機組種類與特性簡表	6
表 3 汽電共生業者截至 99 年度止選擇躉售餘電費率計價方式統計表	9
表 4 台電公司 97 至 99 年度收購燃煤汽電共生餘電情形表	10
表 5 汽電共生業者 99 年度使用經常用電及躉售餘電情形表	11
表 6 汽電共生業者 99 年度於尖峰時段躉售餘電比率逾 9 成暨使用經常用電情形表	12
表 7 台電公司 97 至 99 年度向民營電廠購電概況表	15

台電公司向汽電共生業者及民營電廠購電情形

壹、總述

一、調查原委

我國之電力輸配，係由台灣電力股份有限公司(下稱台電公司)獨家經營。該公司自民國(下同)95年起本業發生虧損，雖於97年間兩度調漲電價，然虧損情形仍未見改善，截至99年度止，累積虧損金額已高達745億餘元。惟該公司自97年起電力系統之備用容量率均逾20%，高於當時目標值16%甚多，向汽電共生業者及民營電廠購電量卻由97年度440億餘度，增加至99年度480億餘度，不減反增，且購電價格亦高於該公司同類型機組發電成本，增加公司購電成本。審計部為深入瞭解該公司向汽電共生業者及民營電廠購電，有無效能不彰或不經濟情事，爰於100年間派員辦理專案審計，期能發掘問題所在，研提具體意見，促請主管機關經濟部或行政院妥謀處理。

二、調查範圍

本調查涵括經濟部及台電公司開放汽電共生系統及民營電廠緣由及經過，暨台電公司向汽電共生業者及民營電廠購電情形等。

三、調查限制

台電公司配合政府政策開放民間設立電廠，於79年間即著手進行規劃，經濟部核准籌設民營電廠，除1家於95年間核准外，其餘於84年及88年間即核准，迄今已歷10餘年，相關主辦人員大多已退休，部分資料保存亦有佚失而欠完整，致開放民營電廠設立經過、審查等情形，無法深入查核。

四、主要調查發現

案經審計部辦理專案審計結果，發現有下列缺失：

(一)經濟部及台電公司按該公司售電價格(時間電價)之觀點，訂定汽電共生之收購費率，致部分業者選擇單價較高時段增加

發電，躉售予台電公司，而於單價較低時段降載或停機，轉向台電公司購買較廉價電力，徒增公司營運成本。

(二)台電公司與民營發電業者簽約

後，市場利率水準已大幅降低，卻漠視審計部及委外研究之建議，未將利率變動納入燃料成本調整機制討論，且利率之調降迄未與民營發電業者達成共識，致增加購電支出。

(三)台電公司支付民營電廠購電費用之容量電費(固定成本)，係

按機組於保證發電時段 88% 之購電量計算單位費率，惟支付時卻以該時段全部購電量，作為支付之上限，致部分民營電廠當年度獲得容量電費，高於原須支付金額，增加台電公司購電支出。

(四)台電公司未依規定要求民營發電業者共同承擔備用容量率，

而由該公司單獨負擔；經濟部能源局(下稱能源局)未考量實

際備用容量率情形，即同意民營電廠裝置容量逾開放部分，於 100 年尖峰負載發生日起保證支付容量電費，增加台電公司購電支出。

(五)台電公司明知購電費用已含維

護電源線終端設備之費用，卻同意民營電廠將位於變電所內之電源線終端設備，無償移撥該公司，並由其負責後續維護事宜，徒增管理維護費用。

五、調查意見及監察院糾彈情形

本案調查發現之缺失，經審計部依審計法第 69 條前段：「審計機關考核各機關之績效，如認為有未盡職責或效能過低者，除通知其上級機關長官外，並應報告監察院」規定，於 100 年 7 月 8 日函請行政院查明妥處，並報告監察院，案經監察院立案調查完竣，彈劾台電公司前董事長、前總經理(2 人)等 3 人任職期間，迄未與民營發電業者完成調降利率之協商作業；能源局前局長任職期間，於國內用電需求無

虞之下，仍核准民間申設電廠，均增加購電支出(詳101年7月4日監察院公報第2815期)。另本案監察院亦提案糾正經濟部、能源局及台電公司，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；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；經濟部於預估備用容量率已逾目標之情況下，仍核准新設民營電廠等情(詳101年7月25日監察院公報第2818期)。

貳、專案調查辦理情形

一、前言

台電公司係我國唯一綜合電業公司，負責穩定供應全國電力所需。70年代起，國內產業結構轉變，電力需求增加，然電源開發受阻，致電力系統備用容量率由76年之35%，快速下降至78年之14%，經濟

部為提高能源使用效率及解決電力不足問題，於77年發布施行「汽電共生系統推廣辦法」，鼓勵業者裝置汽電共生系統¹，由台電公司以較優惠價格收購汽電共生系統生產之餘電。嗣於70年代末期，適逢國內環保抗爭，台電公司電源開發頻遭阻力，致79至84年間電力系統備用容量率僅約5%，與當時合理之備用容量率20%相去甚遠，6年間限電次數達40次以上，經濟部為紓解電源開發困境，配合電業自由化趨勢與政策，及促進民間投資意願，於83年間決定開放民間投資興建電廠，並由台電公司配合躉購其電能。

(一)收購汽電共生餘電依據

經濟部於91年1月30日修正「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，有效熱能比率及總熱效率達中央主管機關規定者，得請當地綜合電業收購其生產電能之餘電，與提供系統維修或故障所需備用電力²。當地

¹ 汽電共生系統：係指利用燃料或處理廢棄物同時產生有效熱能及電能之系統。

² 備用電力：汽電共生業者為備其發、供、變電設備故障及維修需要，向台電公司申請使用之電力。

綜合電業除有正當理由，並經中央主管機關核准外，不得拒絕。」同法第 10 條第 3 項規定：「…收購餘電費率…電能收購方式…由中央主管機關定之。」經濟部並於 91 年 9 月 4 日頒布「汽電共生系統實施辦法」，取代原推廣辦法。

又依 99 年 12 月 27 日修正之「汽電共生系統實施辦法」第 5 條及第 12 條規定，汽電共生系統符合有效熱能比率不低於 20% 及總熱效率不低於 52% 之基準或為專業處理廢棄物，且經登記合格者，其生產電能之餘電由綜合電業收購。汽電共生業者售電予綜合電業並非無限制，必須達公告標準並經核准登記者，方可出售剩餘電力，由於國內電力市場目前尚未自由化，台電公司為國內唯一負責發、輸配電之綜合電業，汽電共生系統所發之電力，扣除自用後，剩餘電力僅能躉售予台電公司。

(二)開放民間設立電廠依據與經過

依經濟部 83 年 9 月 3 日頒布「開放發電業作業要點」第 4 點規定，發電業所產生之電力，除供發電廠區自用外，應躉售與台電公司統籌調度；第 5 點規定，台電公司向發電業購買電力之價格，應以不超過

台電公司同類型式發電機組之避免成本³為原則。截至 99 年度止，開放發電業可分下列 4 個階段：

1. 第一、二階段

能源局(原為經濟部能源委員會, 93 年 7 月 1 日改制為能源局)84 年 1 月 1 日公告第一階段「設立發電廠申請須知」, 86 至 91 年開放容量共 726 萬瓩, 計 23 家業者提出申請, 經 84 年 6 月審查及電價競比⁴結果, 7 家業者獲選, 核准容量為 705 萬瓩。嗣因第一階段開放容量中, 86 年及 87 年開放容量未有業者得標, 供電能力仍不足, 能源局於 84 年 8 月 25 日公告第二階

³ 避免成本：據台電公司 82 年 3 月 28 日提出「開放發電業推行方案」，係指依據長期電源開發方案決定未來應於何時、何地興建何種型式機組所發生之成本。

⁴ 電價競比：台電公司依公告購電需求分基、中、尖載容量分別競比，低於底價之機組按報價排序，優先選取最低報價者，依序選至當年度該類容量額滿為止。

段「設立發電廠申請須知」，開放 300 萬瓩容量，共 20 家業者提出申請，經 84 年 12 月審查及電價競比結果，4 家業者獲選，核准容量為 325 萬瓩。

2. 第三階段

由於第一、二階段開放部分民營電廠，因業者籌設進度落後等，估計僅約 626 萬瓩能順利商轉，以及台電公司預估 88 至 95 年尖峰負載⁵情形，92 年以前之電力需求仍緊迫，經濟部為穩定國內電力供應，於 88 年 1 月 21 日公告「現階段開放民間設立發電廠方案」，需新增裝置約 200 萬瓩，僅開放燃天然氣機組及改由台電公司以公告購電價格方式辦理，共 9 家業者提出申請，經 89 年 6 月資格評選後，4 家業者准予籌設，裝置容量為 291 萬瓩。嗣台電公司 93 年 2 月 26 日公告 93 至 98 年未來 6 年電力供需系統情形，因預估 98 年度電力系統備用容量率 19.1%，未達目標 20%，須開

放 34 萬瓩容量，經陳報經濟部再度辦理第三階段開放作業，95 年 7 月資格評選後，1 家業者獲准申請籌設 49 萬瓩裝置容量。

3. 第四階段

經濟部 95 年 6 月 6 日公告「第四階段開放民間設立發電廠方案」，辦理民營火力電廠申請設立及審核作業，100 至 102 年開放容量為 198 萬瓩，因採競價機制，無業者進入底價，無獲選之業者及容量。

以上，能源局及台電公司雖核准 16 家業者申請籌設民營電廠，惟有 7 家業者因籌設進度落後，遭廢止核准登記備案，或未於期限內繳交運轉前保證金，終止雙方購售電合約。截至 99 年度止，開放民間設立發電廠並商轉者，計有 9 家，總裝置容量 779 萬瓩(詳表 1)，占台電公司可調度電力系統總裝置容量 4,082 萬餘瓩之 19.08%。台電公司並與各該民營發電業者簽訂 25 年保證收購之購售電合約。

⁵ 尖峰負載：特定時間內(每日、每月、每年)各單位時間(台電公司定為每小時)輸出電力中之最高值。

表 1 政府截至 99 年度止開放民間設立發電廠情形表

階段	燃料別	民營電廠名稱	裝置容量 (萬瓩)	簽約日期 (註)	商轉日期
第 1 階段	煤	麥寮汽電公司	180 (3 部機)	85.12.06 87.10.27 88.12.21	88.06.01 88.09.09 89.09.23
		和平電力公司	132 (2 部機)	87.08.04	91.06.01 91.09.06
	天然氣	長生電力公司	96 (2 部機)	86.07.10	89.07.24 90.10.30
		嘉惠電力公司	67	88.11.24	92.12.15
第 2 階段	天然氣	新桃電力公司	60	87.06.29	91.03.22
第 3 階段	天然氣	國光電力公司	48	89.08.25	91.11.03
		星能電力公司	49	89.09.01	93.03.29
		森霸電力公司	98 (2 部機)	89.09.01	93.03.29
		星元電力公司	49	95.09.15	98.06.30

註：第一、二階段係由能源局及台電公司先辦理審查及電價競比後，再由獲選業者辦理建廠計畫與環境影響評估等作業，依各家民營發電業者辦理期程簽訂購售電合約。

資料來源：台電公司提供。

(三)台電公司供電系統概況

1. 電源配比情形

在發電業中，燃料成本占發電總成本比率達 70% 以上，因此，合理之電源配比才能兼顧合理電價。

據台電公司提供之「台電電源開發方案」(99 年 12 月版)資料，台電公司考量發電機組特性及經濟性，將機組區分為基、中、尖載機組(詳表 2)，其理想電源配比为基載 55% 至 65%、尖載機組 10% 至 15%、中載機組 15% 至 30%。惟台電公司 99 年度基、尖、中載機組供電能力分別為 41.67%、10.30%、48.03%，顯

示基載機組供電能力不足，台電公司於離峰時段，須以發電成本較高昂之中載燃天然氣機組取代成本較低之基載機組，致該公司發電成本相對偏高。

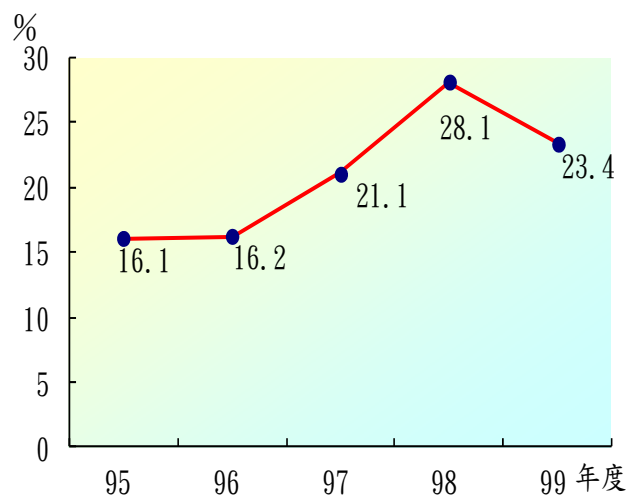
表 2 台電公司發電機組種類與特性簡表

種 類	特 性
基載機組	需滿足可長時間穩定運轉，且變動成本低，如核能、火力燃煤機組等。
中載機組	介於基載、尖載機組之間，如燃天然氣複循環機組、燃油機組等。
尖載機組	須啟、停快速，能適時提供電力，其變動成本相對較高，如抽蓄水力、汽渦輪機等。

資料來源：台電公司提供。

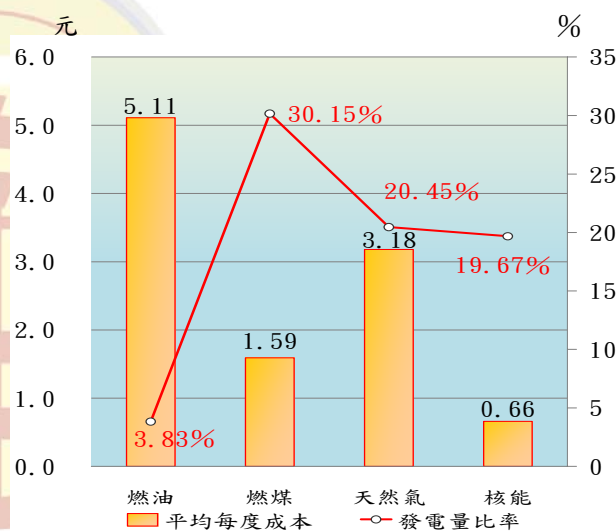
2. 備用容量率情形

我國電力系統因屬孤島型態，無鄰近國家之電網可供支援，加以電力無法儲存，須即產即用，政府為穩定供電，避免缺、限電造成產業及民生重大損失，因此核定台電公司須維持適當備用容量率(備用容量率＝備用容量÷系統尖峰負載×100%，備用容量＝系統淨尖峰能力－系統尖峰負載)，以備機組定期檢修、故障，或未能預估之負載等使用。我國電力系統備用容量率規劃目標值原為 20%，嗣於 94 年 10 月調整為 16%⁶。備用容量率過高將增加公司營運成本，過低則可能有限電之風險，台電公司 95 至 99 年度備用容量率(詳圖 1)，均已逾當時核定目標值 16%，其中 98 年度備用容量率高達 28.1%，據台電公司說明，係受金融海嘯影響，全球景氣衰退，國內用電需求減少，及大潭發電廠第 5、6 號機於 97 年 6 月及 12 月商轉，暨民營星元電廠於 98 年 6 月商轉，供給量增加所致。



資料來源：台電公司提供。

圖 1 台電公司 95 至 99 年度備用容量率情形



資料來源：台電公司提供。

圖 2 台電公司 99 年度主要機組自行發電成本及比重

(四) 自行發電與外購電力比較

台電公司 99 年度主要自行發電機組之平均發電成本及比重(詳圖 2)，發電成本由低至高者，依序為核能、燃煤、燃天然氣、燃油機組；發電比重由高至低者，依序為燃煤、燃

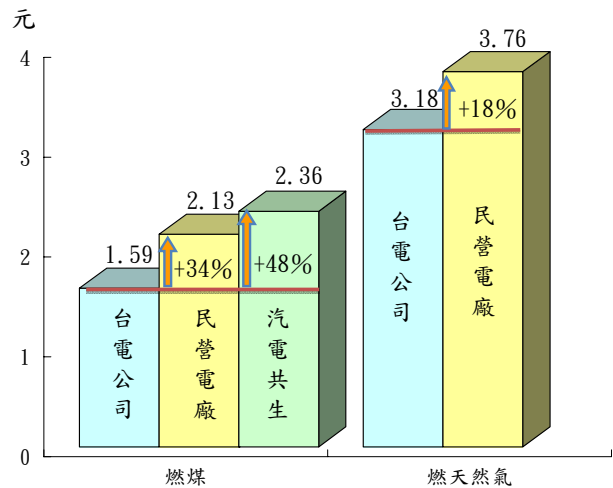
⁶ 經濟部於 101 年 9 月再將備用容量率目標值調整為 15%。

天然氣、核能、燃油機組，國內目前仍以火力發電為主。

台電公司 99 年度全年度發購電量 2,035 億餘度，其中自行發電量為 1,541 億餘度(約占 76%)，外購電力為 493 億餘度(約占 24%)；發購電成本 4,380 億餘元，其中自行發電成本 3,055 億餘元(約占 70%)；外購電力成本 1,324 億餘元(約占 30%)。另台電公司 99 年度向燃煤汽電共生業者與民營電廠平均每度購電價格介於 2.13 元至 3.76 元間(詳圖 3)，均較該公司同燃料性質機組平均每度發電成本為高，約增加 18%至 48%。

二、調查重點與發現

審計部為調查該公司向汽電共生業者與民營電廠購電情形，於 100 年間派員辦理專案審計，調查重點包括：收購汽電共生系統餘電費率訂定、業者躉售餘電與使用經常用電情形；向民營電廠購電價格訂定與調整、支付方式，購售電合約爭



資料來源：台電公司提供。

圖 3 台電公司 99 年度自行發電與外購電力成本之比較

議之處理，及購電情形等，茲將主要調查發現分述如次：

(一) 汽電共生系統部分

1. 收購餘電費率訂定情形

依 99 年 12 月 27 日修正之「汽電共生系統實施辦法」第 12 條及第 14 條規定，除大型(裝置容量 30 萬瓩以上)合格汽電共生系統餘電，其收購費率比照台電公司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，其餘有按台電公司售電價格之時間電價⁷扣除輸配電及銷管費用，或以反映替代綜合電業相當之發電成本 2 種計價方法，由業者選擇。經統計截至 99 年度止，

⁷ 時間電價：台電公司為反映不同時段之供電成本，分別就各該不同時段訂定售電價格，供用戶選擇。

該公司與合格汽電共生業者仍有購售電合約關係者，計有 60 家，其中選擇按時間電價扣除輸配電及銷管費用者，計有 41 家(詳表 3)。又依能源局 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，其中有保證可靠容量⁸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；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，兩者相差 2.44 倍，汽電共生業者選擇躉售餘電時段不同，收購費率相差懸殊。

2. 業者躉售餘電情形

經統計台電公司 97 至 99 年度收購汽電共生餘電情形，平均每度購電價格 1.87 元、2.31 元、2.24 元，於尖峰及半尖峰時段⁹收購比率約為 6 成餘，而於離峰及週六半尖峰時段¹⁰收購比率約 3 成餘(詳附錄一)。其中向燃煤汽電共生(不含大型機組)於尖峰及半尖峰時段

表 3 汽電共生業者截至 99 年度止選擇躉售餘電費率計價方式統計表

燃料別	裝置容量 (萬瓩)	家數	躉售費率計價方式		
			尖峰時段有保證可靠容量家數		尖峰時段無保證可靠容量家數
			時間電價扣除輸配電及銷管費用	反映替代綜合電業相當電源發電成本	
合計	612	60	41	3	16
燃煤	513	24	16	—	8
燃油	36	8	—	—	8
垃圾及沼氣	62	28	25	3	—

資料來源：台電公司提供。

⁸ 尖峰時段有保證可靠容量：係指台電公司電力系統每日尖峰負載發生時段，汽電共生業者所能保證提供台電公司之平均售電容量。

⁹ 尖峰時段：夏月週一至週五 10 時至 12 時、13 時至 17 時，每日 6 小時；半尖峰時段：夏月週一至週五 7 時 30 分至 10 時、12 時至 13 時、17 時至 22 時 30 分；非夏月週一至週五 7 時 30 分至 22 時 30 分。

¹⁰ 離峰時段：週一至週六每日 0 時至 7 時 30 分及 22 時 30 分至 24 小時止，離峰日全日 24 小時；離峰日：週日、元旦、春節、和平紀念日、民族掃墓節、勞動節、端午節、中秋節、國慶日。週六半尖峰時段：週六 7 時 30 分至 22 時 30 分。

收購比率高達 7 成以上，於離峰及週六半尖峰時段收購比率僅 2 成餘，平均每度收購價格 2.10 元、2.36 元、2.39 元，較台電公司自行發電燃煤機組平均每度發電成本增加 12% 至 58% (詳表 4)，該公司於 97 年間兩度調漲電價後，收購燃煤汽電共生 (不含大型機組)

餘電費率亦由原較該公司自行發電燃煤機組平均每度發電成本增加 12%，提高至增加 50% 以上。

復統計該公司收購燃煤汽電共生餘電度數在百萬度以上，且於尖峰及半尖峰時段收購比率逾 9 成者，計有 6 家汽電共生業者，平均每度收購價格介於 3.61 元至 2.73 元間，較該公司自行發電燃煤機組平均每度成本 1.59 元，增加 1.14 元至

2.02 元，約介於 71% 至 126% 間，亦較該公司躉購燃煤民營電廠平均每度購電支出 2.13 元，增加 0.6 元至 1.48 元，約介於 28% 至 69% 間，更有汽電共生業者平均每度收購價格 3.61 元，遠高於該公司自行發電燃天然氣機組平均每度發電成本 3.18 元。

再查大園汽電共生公司於網站公告 98 年度年報之「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。」該汽電共生業者 99 年度重油機組均於尖

表 4 台電公司 97 至 99 年度收購燃煤汽電共生餘電情形表

項目 年度	收購餘電時段		平均每度 收購價格 (元)	台電平均 每度自行 發電成本 (元)	比較增減	
	尖峰及半尖峰 (%)	離峰及週六半尖峰 (%)			金額 (元)	比率 (%)
97	76.66	23.34	2.10	1.87	0.23	12.30
98	74.19	25.81	2.36	1.49	0.87	58.39
99	73.63	26.37	2.39	1.59	0.80	50.31

註：1. 本表「台電公司平均每度自行發電成本」係指台電公司燃煤機組平均發電成本。

2. 本表統計數據燃煤汽電共生不含大型機組。

資料來源：台電公司提供。

峰時段始啟動，離峰時段即停機，符合上開 99 年預計營業目標。該汽電共生業者實際躉售予台電公司之電力，亦由 97 年度之 7 百萬餘度提高至 99 年度之 3 千餘萬度，增加約 327%；平均每度收購價格亦由 1.78 元提高為 3.61 元，增加約 103%。

3. 業者使用經常用電情形

依「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…。」另據經濟部說明，能源用戶電力不足原因，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汽需求增加，致發電量產出相對減少，而產生電力不足情形。經統計截至 99 年度止，台電公司與汽電共生業者仍有購售電合約關係，並另向該公司申請經常用電者，計有 29 家汽電共生業者，其於 99 年度向該公司購買經常用電平均每度電費 1.98 元，其中

於尖峰時段承諾有保證可靠售電容量，躉售餘電予該公司之 13 家汽電共生業者(均為燃煤機組)，其躉售餘電平均每度售價為 2.43 元，惟於離峰及週六半尖峰時段轉向該公司購買經常用電，平均每度電費僅 1.63 元(詳表 5)，每度價差高達 0.8 元，約 49%。

表 5 汽電共生業者 99 年度使用經常用電及躉售餘電情形表

項 目 躉售 餘電費率 計價方式	燃料 別	家數	經常用電情形			躉售餘電情形				
			度數 (百萬度)	經常用 電費用 (百萬元)	平均 每度 電費 (元)	全部躉 售度數 (百萬度) A	尖峰及半尖峰時段		躉售價格 (百萬元)	平均 每度 售價 (元)
							度數 (百萬度) B	比率 (%) B/A		
合 計		29	1,692	3,350	1.98	4,430	3,335	75.27	10,713	2.42
按保證可靠售 電容量計價	煤	13	348	568	1.63	4,306	3,265	75.83	10,466	2.43
按未保證可靠 售電容量計價	小計	16	1,344	2,781	2.07	124	69	55.87	247	1.99
	煤	8	441	944	2.14	124	69	55.91	247	1.99
	油	8	903	1,837	2.03	0.18	0.05	28.66	0.26	1.39

註：汽電共生業者躉售餘電費率，按保證可靠售電容量計價者，其使用經常用電時段為週六半尖峰及離峰時段；按未保證可靠售電容量計價者，其各時段均可使用經常用電。

資料來源：台電公司提供。

另統計前述於尖峰及半尖峰時段躉售餘電度數比率達9成以上之6家保證可靠容量之汽電共生業者，其於離峰及週六半尖峰時段向台電公司購買經常用電平均每度電費僅1.42元，惟其躉售餘電予台電公司平均每度售價高達2.84元(詳表6)，每度價差高達1.42元。台電公司對此不合理之現象，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，卻束手無策。

(二)民營電廠部分

1. 購電價格訂定與調整

(1)購電價格訂定

第一、二階段開放民營電廠，係由台電公司訂定底價，由低於底價之民營發電業者競比得標，並以決標價格作為購電費率；第三階段開放民營電廠，則以台電公司公告價格作為購電費率。無論由台電公司訂定底價或公告價格，均以台電公司相當電源機組之發電成本(避免成本)訂定。購電價格分為容量及能量電費，其中容量電費係反映固定資產相關之固定成本，包括經濟資產持有成本或資本費(投資興建電廠成本及利潤)、固定營運與維護費；能量電費係反映變動成本，伴

表6 汽電共生業者99年度於尖峰時段躉售餘電比率逾9成暨使用經常用電情形表

項目 汽電共生業者名稱	躉售餘電情形					經常用電情形		
	全部躉售度數 (百萬度) A	尖峰及半尖峰時段 度數 (百萬度) B	比率 (%) B/A	躉售價格 (百萬元)	平均每度躉售價格 (元)	經常用電 度數 (百萬度)	經常用 電費用 (百萬元)	平均每度 成本 (元)
合計	917	878	95.78	2,600	2.84	287	408	1.42
大園汽電共生公司	30	29	98.94	109	3.61	64	84	1.32
台灣化纖公司新港廠	445	433	97.27	1,275	2.86	114	152	1.33
南亞塑膠公司錦興廠	64	62	96.88	179	2.80	33	52	1.56
華亞汽電公司	317	298	93.92	871	2.75	57	89	1.56
正隆公司后里廠	36	33	91.95	100	2.73	8	15	1.71
榮成紙業公司	23	21	91.40	63	2.75	8	13	1.59

註：本表躉售餘電情形，係指汽電共生業者躉售予台電公司度數及金額。

資料來源：台電公司提供。

隨發電而產生，包括變動營運與維護費、燃料成本及協助金。

(2)購電費率調整

購售電合約對於燃料成本、營運與維護費、協助金等項，均訂有每年定期調整之機制，以燃料成本為例，燃煤機組每年依前 1 年台電公司燃煤熱值成本調整；燃天然氣機組依台灣中油公司最新牌告燃氣價格計算之熱值成本調整。無論台電公司售電價格有無調整，民營發電業者均可將燃料價格上漲風險，轉嫁台電公司負擔，惟支付民營發電業者資金成本率，購售電合約內卻未有相關調整機制。

查台電公司 99 年度平均資金借款利率已由 84 年度之 7.54%，降至 1.41%，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 1.37%，市場利率水準已較簽約當時明顯降低，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，另台電公司亦於 96 年 6 月委託台灣經濟研究院進行研究¹¹，該公司卻漠視審計部及委外研究建議，逕在民營發電業者同意未來繼續協商購電費率(利率調整)之前提下，即先行同意民營電廠燃天然氣、燃煤成本之調整，並分別自 96 年 10 月 9 日、97 年 5 月 12 日起實施，而利率之調降已歷 3 年餘，遲未與民營發電業者達成共識，仍按競比當日(84 年 6 月及 12 月)臺灣銀行基本放款利率 7.625% 至 7.25%或公告當時(88 年 1 月及 94 年 12 月)利率 7%至 5.15%計算，致 99 年度因利率未適時調降，約增加購電支出 13 億餘元。

2.購電價格支付方式

台電公司為確保民營發電業者投入興建電廠之成本能回收，於購售電合約規定保證發電時段¹²之購電量，支付容量及能量電費；非保證發電時段之購電量，則支付能量電

¹¹ 台電公司 96 年 6 月委託台灣經濟研究院辦理「建立 IPP(民營電廠)購電價格隨利率浮動機制之研究」，96 年 12 月底提出研究結論建議：「…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。」

¹² 保證發電時段：係指民營電廠應按機組額定出力提供連續運轉之時段。

費，並於購售電合約中規定，民營發電業者應於保證發電時段連續運轉，若因台電公司通知停供或減供電能時，台電公司仍須支付容量電費。

查台電公司支付民營電廠購電費用之容量電費(固定成本，類似折舊費用)，係換算為單位容量費率方式支付，該公司當時為確保民營發電業者，每年可回收其分配投資成本及利潤，考量發電機組於保證發電時段可能須辦理檢修、維護等作業，約定按發電機組於保證發電時段可用率 88% 之購電量，計算單位容量費率，惟台電公司實際支付時，卻仍按保證發電時段全部購電量，作為支付上限，致部分民營電廠實際獲得容量電費高於合約約定金額，98 及 99 年度增加購電支出共 19 億餘元。

3. 購售電合約爭議相關規定

第一、二階段購售電合約第 35 條規定：「甲方(台電公司)、乙方(民營電廠)雙方對購電費率有爭議時，報請經濟部調處。」第 54 條規定：「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。」補充說明第 41 條及第 51 條規定：「本條但書『如經雙方同意，亦得提付仲裁』之適用…合約發生爭議，雙方當事人應先協商解決，若無法達成協議時，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。」第三階段購售電合約第 49 條規定：「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，購售電合約之修正，須經雙方同意，若雙方無法達成協議，則報請主管機關經濟部協調處理；協調不成時，則進行仲裁或訴訟。

4. 購電情形

經統計台電公司 97 至 99 年度向民營電廠購電情形(詳表 7，附錄二)，由於台電公司支付民營電廠燃料成本，於 96 年 10 月 9 日及 97 年 5

表 7 台電公司 97 至 99 年度向民營電廠購電概況表

年度、 項目 類別	97			98			99		
	購電度數 (百萬度)	購電支出 (百萬元)	平均每度 購電支出 (元)	購電度數 (百萬度)	購電支出 (百萬元)	平均每度 購電支出 (元)	購電度數 (百萬度)	購電支出 (百萬元)	平均每度 購電支出 (元)
合 計	34,539	90,074	2.61	37,457	111,015	2.96	38,660	108,896	2.82
燃煤	19,791	33,075	1.67	22,137	56,827	2.57	22,312	47,423	2.13
燃氣	14,748	56,999	3.86	15,320	54,187	3.54	16,348	61,472	3.76

資料來源：台電公司提供。

月 12 日起修改燃料成本調整機制，經就 98 及 99 年度購電情形與該公司同燃料性質機組作比較，其中向燃煤民營電廠購電平均每度購電支出為 2.57 元、2.13 元，較該公司自行發電燃煤機組平均每度發電成本 1.49 元及 1.59 元，分別增加 1.08 元、0.54 元，約 72.48% 及 33.96%；向燃天然氣民營電廠平均每度購電支出為 3.54 元、3.76 元，亦較該公司自行發電燃天然氣機組平均每度發電成本 3.06 元及 3.18 元，分別增加 0.48 元、0.58 元，約 15.69%、18.24%。

三、調查意見

審計部調查發現之缺失，經依審計法第 69 條前段規定，於 100 年 7 月 8 日函請行政院查明妥處，並報告監察院，茲分述如下：

(一)經濟部及台電公司按該公司售電價格(時間電價)之觀點，訂定汽電共生之收購費率，致部分業者選擇單價較高時段增加發電，躉售予台電公司，而於單價較低時段停機或降載，轉向台電公司購買較廉價電力，徒增公司營運成本

1. 業者選擇單價較高時段增加發電，躉售予台電公司：依能源管理法第 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…。」行為時汽電共生系統實施辦法第 12 條及第 14 條規定，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。經統計台電公司 97 至 99 年度收購燃煤汽電共生(不含大型機組)餘電，於尖峰及半尖峰時段收購比率高達 7 成以上，於離峰及週六半尖峰收購比率僅 2 成餘，平均每度收購價格為 2.10 元、2.36 元、2.39 元，較台電公司自行發電燃煤機組平均每度發電成本 1.59 元，增加 5 成以上。又統計 99 年度台電公司收購燃煤汽電共生餘電度數在百萬度以上，且於尖峰及半尖峰時段收購比率逾 9 成者，計有 6 家汽電共生業者，平均每度收購價格介於 3.61 元至 2.73 元間，較台電公司自行發電燃煤機組平均每度成本 1.59 元，增加約 71%至 126%間，亦較該公司躉購燃煤民營電廠平均每度購電支出 2.13 元，增加約 28%至 69%間，甚有汽電共生業者平均每度收購價格 3.61 元，遠高於該公司自行發電燃天然氣機組平均

每度發電成本 3.18 元情事。

次查大園汽電共生公司於網站公告 98 年度年報之「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。」汽電共生業者 99 年度 3 部重油機組均於尖峰時段開始啟動，離峰時段即停機，符合上開 99 年預計營業目標，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 99 年度之 3 千餘萬度，增加約 327%；平均每度收購價格由 1.78 元提高為 3.61 元，增加約 103%。

以上經濟部按台電公司售電價格之時間電價觀點，訂定汽電共生收購費率，致部分汽電共生業者選擇單價較高之尖峰及半尖峰時段增加發電，躉售予該公司，其躉售價格較該公司自行發電燃煤機組發電成本高

出 7 成以上，甚有汽電共生業者於尖峰時段，將重油發電機組全載發電躉售該公司，有違能源管理法(收購能源用戶生產電能餘電)之意旨，並增加台電公司營運成本。

2. 部分業者因離峰時段收購價格偏低，轉向台電公司購買較廉價電力：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…。」另據經濟部說明，能源用戶電力不足原因，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汽需求增加，致發電量產出相對減少，而產生電力不足情形。經統計汽電共生業者 99 年度於尖峰及半尖峰時段有保證可靠容量，躉售餘電予台電公司，卻另於離峰及週六半尖峰時段轉向台電公司購買經常用電者，計有 13 家汽電共生業者(均為燃煤)，其躉售餘電平均每度售價為 2.43 元，而使用台電公司經常用電之平均每度電費僅 1.63 元，每度價差達 0.8 元，約 49

%。又統計前述於尖峰及半尖峰時段躉售餘電度數比率達 9 成以上之 6 家保證可靠容量之汽電共生業者，其於離峰及週六半尖峰時段向該公司購買經常用電平均每度電費 1.42 元，惟其躉售餘電予台電公司平均每度售價卻為 2.84 元，平均每度價差高達 1.42 元。台電公司對此不合理之現象，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，卻束手無策。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」，說明「…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」。

以上汽電共生業者於尖峰時段既有保證可靠容量，躉售餘電予該公司，應有足夠電力供其使用，台電公司卻於離峰時段同意各該汽電共生業者向該公司購買廉價電力，增加公司營運成本，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，顯未善盡維護公司權益之責。

3. 綜上，台電公司現行電力系統為備用容量率已逾目標值，已有足夠供電能力，惟電源配比之基載機組不足，離峰時段須啟動成本較高昂中載機組，經濟部及台電公司未審慎衡酌現行電力系統供需及配置情形，按台電公司售電價格之時間電價觀點，訂定汽電共生之收購費率，致部分業者選擇單價較高之尖峰及半尖峰時段增加發電，躉售予該公司，更有業者於離峰時段降載或停機，轉向台電公司購買廉價電力，台電公司明知業者此種「賣高用低」之操作模式，勢必增加公司營運成本，卻束手無策，顯有未當。

(二)台電公司與民營發電業者簽約後，市場利率水準已大幅降低，卻漠視審計部及委外研究之建議，未將利率變動納入燃料成本調整機制討論，且利率之調降迄未與民營發電業者達成共識，致增加購電支出

1. 台電公司 85 至 95 年間與 9 家民營發電業者簽訂 25 年之購售電合約，購電費用中有關容量電費之經

濟資產持有成本或資本費之折現率（相當於業者之資產貸款資金利率），介於 7.625%至 5.15%間，其中第一、二階段 5 家民營發電業者為 7.625%至 7.25%間，係按電價競比當日(84 年 6 月及 12 月)臺灣銀行之基本放款利率計算；第三階段 4 家為 7%至 5.15%間，係按公告當時(88 年 1 月及 94 年 12 月)該公司平均資金成本率計算。經查台電公司 99 年度平均資金借款利率已由 84 年度之 7.54%，降至 1.41%，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 1.37%，降幅近 8 成。又依臺灣證券交易所公開資訊觀測站之資料，6 家公開發行民營發電業者，99 年度長期借款平均利率亦僅介於 1.14%至 1.57%間，市場利率水準確實已較簽約當時大幅降低，折現率卻按競比當日或公告當時利率 7.625%至 5.15%計算，顯示民營發電業者向銀行借款投資，反可賺取利差，殊欠合理。

2. 次查審計部於 95 年 6 月 21 日曾就該公司與民營發電業者所訂資

金成本之折現率，核欠公允情事，函請經濟部督促該公司研議與民營發電業者重新議約，以維公司權益，嗣經濟部函復，已委託律師研提法律意見，據以研議因應方式，台電公司並於 95 年 10 月 3 日函復，擬通盤評估後再伺機提出協商。民營發電業者因天然氣價格持續上漲，原落後 1 年反映燃料成本調整機制已使其現金調度發生困難，遂於 95 年 7 月間要求修改購售電合約，以及時反映燃料成本，台電公司雖於 96 年間委託台灣經濟研究院進行「建立 IPP(民營電廠)購電價格隨利率浮動機制之研究」，並建議：將二項修正一併討論，才能使市場的公平性與合理性得到進一步的保障。惟經濟部及台電公司卻漠視審計部及台灣經濟研究院之研究結果，將利率變動納入燃料成本調整機制討論，逕在民營發電業者同意未來繼續協商購電費率(利率調整)之前提下，即先行同意民營電廠天然氣、燃煤成本之調整，並分別自 96 年 10 月 9 日、97 年 5 月 12 日

起實施，而利率調整迄未與民營發電業者達成共識，致 99 年度增加購電支出約 13 億餘元，顯有違失。

3. 末查能源局 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」，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，惟台電公司與第一、二階段 5 家民營發電業者洽談購售電合約草案時，適值新臺幣大幅貶值，民營發電業者遂提出增訂「匯率調整條款」，主張由該公司承擔匯率變動風險，雖經多次協商會議，惟經濟部及台電公司為順應民營發電業者要求，即於 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」，同意匯率變動 3%範圍內由業者承擔，超出部分由該公司承擔之原則。按利率升降、匯率變動均係總體經濟表現之一環，通常非單一國家可控制，更遑論個別公司，惟經濟部及台電公司當時為使業者能順利經營，即同意匯率變動超出 3%部分由該公司承擔，該公司 99 年度支付匯率調整金額高達 19 億餘元，反觀同為台電公

司與民營發電業者無法控制之利率大幅度變動，雙方協商已歷 3 年餘，能源局卻僅於 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」，決議：「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訂定。」其處理顯欠積極。

4. 綜上，台電公司與民營發電業者簽約後，市場利率水準已大幅降低，台電公司卻漠視審計部及委外研究之建議，未將利率變動納入燃料成本調整機制討論，逕於民營發電業者同意未來續協商利率調整前提下，即先行同意民營電廠燃料成本調整，又同為雙方無法控制之匯率變動，經濟部及該公司於簽約當時，即順應民營發電業者要求，同意超出 3% 部分由該公司負擔，99 年度支付匯率調整金額高達 19 億餘元，惟利率之調降已歷 3 年餘，仍未與民營發電業者達成共識，致 99 年度增加購電支出約 13 億餘元，顯有未盡職責。

(三) 台電公司支付民營電廠購電費用之容量電費(固定成本)，係按

機組於保證發電時段 88% 之購電量計算單位費率，惟支付時卻以該時段全部購電量，作為支付之上限，致部分民營電廠當年度獲得容量電費，高於原須支付金額，增加台電公司購電支出

1. 依台電公司與第一、二階段 5 家民營發電業者簽訂之購售電合約第 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…。」購電費用中容量電費(固定成本)，其中經濟資產持有成本(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)，並於合約中約定每年分配之金額；固定營運與維護費則按躉售物價指數逐年調整。台電公司每年須支付民營電廠容量電費，應為購售電合約所列各商轉年度分配之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。

2. 經查台電公司當時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，於購售電合約約定按發電機組於保證發電時段可用率 88%購電量，計算單位費率方式支付。惟台電公司實際支付時，並未衡酌民營電廠發電機組於保證發電時段之可用率情形，亦未考量計算單位容量率之購電量，已考慮機組檢修、維護所需作業時程，相關維護管理應屬民營發電業者責任，該公司卻以保證發電時段應提供全部購電量，作為容量電費之支付上限，致部分民營電廠發電機組於該時段之可用率較約定為佳時，台電公司支付容量電費高於原須支付之金額，98 及 99 年度增加容量電費即高達 19 億餘元，民營發電業者當年度不僅能回收議定之投資成本與合理利潤，再獲取超額利潤，顯有未妥。

(四)台電公司未依規定要求民營發電業者共同承擔備用容量率，而由該公司單獨負擔；能源局未考量實際備用容量率情形，即同意民營電廠裝置容量逾開放容量部分，於 100 年尖峰負載發生

日起保證支付容量電費，增加台電公司購電支出

1. 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」所附「台電公司與發電業者相互購電辦法」第 10 條規定：「發電業電廠與本公司應共同負擔系統之備用容量。」經查台電公司 83 年 3 月 28 日陳報經濟部「開放發電業推行方案」所附「購售電合約範本」第 36 條規定：「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…。」惟能源局 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」所附購售電合約範本，及該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，且該公司 98 年 7 月修訂「台電公司改造計畫」，於分析該公司「內外在經營環境 SWOT 分析」中，亦將「現有 IPP(民營電廠)無需考量系統備用容量，並受合約保

障，經常維持滿載」列為對該公司威脅。又該公司 97 至 99 年度備用容量率分別為 21.1%、28.1%、23.4%，已逾核定目標值 16%，售電量 1,869 億餘度、1,792 億餘度、1,933 億餘度，向民營電廠購電量分別為 345 億餘度、374 億餘度、386 億餘度，卻逐年提高。另該公司 98 年度因景氣未完全復甦，售電量減少，自行發電各類火力機組容量因素下降，發電量均減少，該公司通霄、興達、南部及大潭等發電廠複循環機組停機時數高達 22 萬餘小時之際，該公司向民營電廠購電量卻較 97 年度增加，且該公司 99 年 4 月編製之「經營績效分析」亦載述：「…因煤價下滑，IPP(民營電廠)燃煤機組搶先發電，故本公司燃煤機組無法全載出力」。台電公司售電量視經濟景氣循環而有所變動，該公司與民營電廠均為發電業者，未依規定要求民營發電業者共同承擔電力系統備用容量，而由該公司單獨負擔，增加公司營運成本，顯有未妥。

2. 次查該公司 98 及 99 年度自行

發電燃天然氣複循環機組發電成本每度 3 元及 3.12 元，較向燃天然氣民營電廠購電平均每度購電支出 3.54 元及 3.76 元為低，台電公司 21 部燃天然氣複循環機組運轉情形，其中 98 及 99 年度分別有 12 部及 9 部機組，於尖峰時段運轉時數小於燃天然氣民營電廠於保證時段發電時數，查係該公司電力系統負載較低時，民營電廠受購售電合約保障，於保證時段維持滿載發電，而排擠該公司燃氣機組所致。民營電廠受合約保障，經常於保證時段維持滿載發電，在尖峰負載較低時，排擠該公司燃天然氣機組發電，增加公司營運成本。

3. 末查經濟部 88 年 1 月 21 日公告「現階段開放民間設立發電廠有關事宜」七「購電價格：…備用容量率未超過 20%時，購電價格包括能量電費及容量電費。備用容量率大於 20%時，已商轉機組適用原購電費率，新增機組僅支付能量電費。」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%，須開放新增 34 萬瓩容量，嗣行政院於 94 年 10 月調整備用容量率目標值為 16%。惟能源局未考量備用容量率已調整為 16%，仍於 95 年 7 月 17 日核准星元電力公司申請籌設發電廠(裝置容量 49 萬瓩)，亦未實際考量未來備用容量率情形，即同意裝置容量逾開放容量部分至遲可於 100 年獲得容量電費，顯漠視 100 年度實際備用容量率有無低於 16%，且依該公司提供之「99 台電電源開發方案」(99 年 12 月版)，100 至 102 年預估備用容量率分別為 22.2%、21.2%、18.6%，均高於核定目標 16%，在備用容量率未低於 16%時，將造成該公司自 100 年度起每年增加購電支出(容量電費)約 3 億餘元。

4. 綜上，台電公司與民營電廠均為發電業者，該公司未依相互購電辦法規定，要求民營發電業者應共同承擔系統備用容量，而由該公司單獨負擔，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

天然氣機組發電，增加公司營運成本；又能源局未考量電力系統備用容量已調降，仍核准民營電廠申請籌設，及同意裝置容量逾開放容量部分，於 100 年尖峰負載發生日當月起獲得容量電費，100 年度將增加購電支出約 3 億餘元等，均顯未善盡職責。

(五)台電公司明知購電費用已含維護電源線終端設備之費用，卻同意民營電廠將位於變電所內之電源線終端設備，無償移撥該公司，而由其負責後續管理維護事宜，徒增管理維護費用

1. 依能源局 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 條規定：「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。」經查台電公司與第一、二階段 5 家民營發電業者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，或委託該公司設計、建造後，將其產權移交該公司維護，並變更雙方責任分界點。嗣該公司於 85 年 9 月 12 日陳報經濟部，說明：「須知（設立發電廠申請須知）規定…由廠商自行設計、建造及維護為原則…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，如再由台電…負責…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…影響招標公平性。」經濟部於 85 年 9 月 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，決議：簽約後由該公司與民營發電業者協商處理。台電公司明知購電費用已含維護電源線終端設備之費用，卻同意民營發電業者於 88 至 92 年間加入系統後，將位於變電所內之電源線終端設備計 5 億餘元，無償移

撥予該公司，而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（不含大修支出），預估購售電合約 25 年期間內，徒增管理維護費用將超過 8 千 6 百餘萬元。

2. 次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，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，而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，核有未妥。

3. 綜上，經濟部及台電公司明知購電費用已含維護電源線終端設備之費用，卻同意民營發電業者將位於變電所內之電源線終端設備，移撥該公司，而由其負責管理維護事宜，購售電合約期間內將增加 8 千 6 百餘萬元管理維護費用；又台電公司在未完成合約責任分界點修訂前，即負責電源線終端設備之管理維護事宜，且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，卻視為捐贈處理等情，顯有未當。

四、監察院糾彈內容

本案經審計部於 100 年 7 月 8 日將所發現之缺失陳報監察院，案經監察院立案調查後，於 101 年 6 月 12 日彈劾能源局前局長、台電公司前董事長、前總經理(2 人)等 4 人(監察院公報第 2815 期)，並於 101 年 6 月 22 日糾正經濟部、能源局及

台電公司(監察院公報第 2818 期)，其彈劾、糾正內容分別摘略如下：

(一)彈劾台電公司前董事長等 4 人

1. 被彈劾人台電公司前董事長、前總經理等 3 人，於 96 及 97 年間與民營發電業者協商燃料成本調整機制時，未本於維護公司權益之職責，同時提出利率調整方案，又遲未交付仲裁或訴請司法機關判定，均有違失。

2. 被彈劾人能源局前局長漠視行政院已調整備用容量率目標值為 16 %及經濟部法規會之意見，仍同意星元電力公司之電廠籌設申請，增加台電公司購電支出，顯有違失。

(二)糾正經濟部、能源局及台電公司

1. 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。

2. 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，相關人員確有違失。

3. 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。

4. 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。

5. 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。

6. 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。

參、行政機關回應情形

本案相關缺失，經行政院 101 年 10 月 9 日院臺經字第 1010042600 號函及 102 年 1 月 9 日院臺經揆字第 1010071784 號函轉經濟部及台電公司檢討改進情形核復監察院。茲將其研擬改進措施擇述如下：

一、有關汽電共生業者選擇單價較高時段，增加發電躉售予台電公司，而於離峰時段轉向台電公司購買較廉價之電力，徒增台電公司營運成本 1 節：

經濟部及能源局已就合格汽電共生系統餘電收購費率計價原則進行檢討，經濟部於 101 年 10 月 3 日

修正發布「汽電共生系統實施辦法」，能源局亦於 101 年 10 月 8 日修正公告「綜合電業收購合格汽電共生系統餘電購電費率」，將可改善汽電共生業者利用費率較高之尖峰時段售電，於離峰時段向台電公司購入低價電力之行為。

二、有關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，增加購電支出 1 節：

台電公司依據 101 年 5 月「台電及中油公司經營改善小組第 2 次委員會議」決議事項，先與第三階段 4 家公股比例較高燃天然氣民營發電業者協商修改購售電合約，歷經台電公司召開 10 次協商會議，及經濟部召開 4 次正式協處會議，仍無法獲得民營發電業者認同，於 101 年 10 月分別向臺灣臺北地方法院提起訴訟及向行政院公平交易委員會申訴。另台電公司亦依立法院經濟委員會減列購電預算之決議，檢討降低購電量，經濟部國營事業委員會及台電公司並針對第三階段 4 家

民營電廠及台灣汽電共生公司之公股代表進行人事檢討；經濟部亦依監察院彈劾報告及部內相關會議資料等，調查 96 年燃料成本協商過程相關人員有無疏失，並將調查結果函送法務部併案偵辦。

三、有關購電費用之容量電費，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 1 節：

民營發電業者於保證發電時段發電機組可用率維持在 88% 時，即可收回其投資，低於 88% 時台電公司亦不補償，若高於契約表列數字即予扣除，低於契約表列數字無法獲得補償，民營發電業者於合約年限內將無法完全回收其投資，對民營發電業者而言，並非公允。台電公司於合約有效期間，實際支付容量電費之總金額，將以契約表列各年度總容量電費合計金額為上限，以避免支付容量電費高於契約表列總金額情形發生。

四、有關未依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 1 節：

經濟部 83 年 9 月 3 日函送「開放發電業作業要點」時，要求台電公司配合能源政策及民營化原則修訂相互購電辦法，惟因當時電業自由化政策相關負擔備用容量方案未定，台電公司考量實際需要，保留相互購電辦法第 10 點「發電業電廠與台電公司應共同負擔系統備用容量」之規定，以備政府電業自由化政策實施後，據與民營發電業者進行修訂購售電合約相關負擔備用容量條款事宜。未來電力自由化後，民營發電業者即須負擔備用容量。

五、有關備用容量率已調降，仍核准民營電廠之籌設許可，及未考量實際備用容量情形，即同意民營電廠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 1 節：

行政院院會 94 年 10 月 5 日指示調降備用容量率為 16% 前，星元電廠於 94 年 4 月 28 日即由經濟部

審查，並以附廢止條件之方式通過籌設許可之申請，惟因台電公司遲未公告購電費率，致星元電力公司未能於行政院院會指示調降備用容量率前取得核准登記備案函。台電公司於 94 年 12 月 7 日公告購電費率後，星元電力公司雖於 94 年 12 月 13 日提出修正後建廠計畫書，惟行政院已指示調降備用容量率，經濟部於 95 年 7 月 10 日審查會確認通過星元電力公司適用「第四階段開放民間設立發電廠方案」之過渡條款，並於 95 年 7 月 17 日核准星元電廠籌設許可及裝置容量逾開放部分，於 100 年度獲得容量電費。本案因涉及新舊法規適用、台電公司遲未公告購電費率等因素，致處置或有未臻完美之處，經濟部未來若有再度開放民營電廠方案時，將囑相關單位(能源局及台電公司)注意，避免類似爭議發生。

六、有關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，並負責後續管理維護事

宜，徒增相關費用 1 節：

台電公司基於電力系統運轉可靠性與供電安全性，依經濟部 85 年 9 月 24 日會議決議，民營發電業者出資興建後將終端設備產權無償移轉台電公司，台電公司負責後續之運轉維護。惟該設備先前已納入容量費率給付範圍，且已屬台電公司設備並逐年編列維護費用，民營電廠有使用之事實，可朝降低容量費率或收取使用費之方向，經濟部已責成台電公司進一步檢討。

肆、後續改善情形

本案經審計部追蹤經濟部、能源局及台電公司研擬改善措施執行，已初步獲具改善成效。茲擇述如下：

一、汽電共生系統部分

依能源局 101 年 10 月 8 日修正公告「綜合電業收購合格汽電共生系統餘電購電費率」，夏月尖峰、離峰能量費率(含稅)價差已由原 3.84 倍縮小至 1.6 倍，非夏月半尖峰、離峰能量費率(含稅)價差亦已由原 2.44 倍縮小至 1.64 倍，據經濟部說明，縮小價差後，可有效避免業者於

費率較高之尖峰及半尖峰時段增加售電，以節省台電公司購電支出，亦可鼓勵業者於離峰時段發電及售電，以降低台電公司供電成本，及減少業者向台電公司購買經常用電情形。據能源局估計台電公司每年可節省購電支出約 30 億餘元。

二、民營電廠部分

台電公司已於 102 年 1 月及 3 月與第三階段 4 家民營發電業者完成修約，台電公司估計每年約可節省 9 億餘元購電支出，合約期間內可降低購電支出達 155 億元。另第一、二階段 5 家民營發電業者，台電公司亦與長生、新桃、嘉惠等 3 家民營發電業者，取得修約共識，並於 102 年 3 月與長生民營發電業者完成修約，至尚未達成修約共識之麥寮及和平等 2 家民營發電業者，台電公司將繼續協商，若協商不成，依合約規定陳報經濟部進行協處。以上據台電公司於 102 年 2 月估計，若與 9 家民營發電業者順利完成修約，並追溯於 101 年 12 月起實施，合約期間內計可節省購電支出 207 億餘元，每年約可節省 13 億餘元。

伍、結語

國際最高審計機關組織(International Organization of Supreme Audit Institutions, 簡稱 INTOSAI)於西元1977年利瑪宣言(Lima Declaration)指出,政府審計為任何管理制度下不可或缺的一環,審計本身並非最終目的,而是為了及早發現違反法令規定,及財務管理未具經濟、效率、效果性等情事,俾利及時督促採取改正行動、促使相關人員負責、督促研謀預防措施,或至少降低發生的可能性。

本案經濟部、能源局及台電公司任由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,而於離峰時段卻同意業者轉向該公司購買較廉價之電力,及明知利率水準已大幅調降,卻漠視審計部及委外研究意見,迄未與民營發電業者達成利率之調整,均增加購電支出。經審計部查核揭露報告監察院,該院立案調查,依法彈劾、糾正後,已初步獲經濟部、能源局、台電公司具體回應與改善,並經媒

體引用轉載報導,甚獲輿論重視,已達「公共課責」之效果。有關台電公司與民營發電業者協商調降購電費率情形,審計機關將持續追蹤辦理成效。

未來對於政府其他重要施政工作,將持續扮演監督(oversight)、洞察(insight)及前瞻(foresight)的治理角色,並促進行政機關之透明與確保課責機制之建立,暨針對計畫之經濟、效率及效果性,提出改進意見,以協助行政機關聚焦於未來的挑戰,並本「獨立、廉正、專業、創新」之核心價值,「善盡審計職責,發揮監察功能」之使命,持續監督審核,發掘問題癥結,提出建議意見,期達成審計機關「實踐優質審計服務,創造最大審計價值」與「提升政府施政績效,促進政府廉能政治」之願景,實現審計機關成為「對社會大眾生活產生正面影響」機關之目標。

(本部為響應節能減碳,專案報告內所列附錄,請參閱本部全球資訊網www.audit.gov.tw)

審計部專案審計報告

台電公司向汽電共生業者及民營電廠購電情形

編 者：審計部

發行人：林慶隆

出版者：審計部

地 址：臺北市杭州北路 1 號

電 話：(02)2397-1366

網 址：<http://www.audit.gov.tw>

印刷者：萬達打字印刷有限公司

地 址：臺北市新生南路 3 段 84 之 1 號 2F

電 話：(02)2363-9367

經銷處：五南文化廣場

地 址：臺中市中山路 6 號

電 話：(04)2226-0330

國家書店松江門市

地 址：臺北市松江路 209 號 1 樓

電 話：(02)2518-0207

出版年月：中華民國 102 年 6 月初版

定 價：新臺幣 100 元整

GPN：1010201055

ISBN：978-986-03-7034-8

著作權管理訊息：

著作權人：審計部

* 欲利用本書或部分內容者，須徵求著作權人同意或書面授權

審計機關之使命、願景及核心價值

使命(Mission)

善盡審計職責 發揮監察功能

願景(Vision)

實踐優質審計服務 創造最大審計價值

提升政府施政績效 促進政府廉能政治

核心價值(Core Value)





獨立・廉正・專業・創新

ISBN 978-986-03-7034-8



9 789860 370348

GPN : 1010201055

定價：新台幣100元

NAO-102-11