

調 查 報 告

壹、案由：審計部函報：台灣電力股份有限公司電力調度與運轉不符經濟，且燃煤採購品質下滑不符實需等情案。

貳、調查意見：

據審計部函報，該部查核台灣電力股份有限公司（下稱台電公司）辦理電力調度及燃煤採購業務，核有不符經濟原則或實際需求等情。經向經濟部、台電公司等調閱相關卷證資料，並詢問相關人員後，業已調查竣事，茲將調查意見臚陳如下：

一、經濟部對於預期電力短缺之問題，除應積極解決電源開發面臨之瓶頸外，允宜未雨綢繆，及早研擬具體有效之因應對策：

（一）台電公司考慮我國自產能源蘊藏量、機組運轉特性及經濟性等，將機組分為基、中、尖載，理想之電源配比為基載電源約占 55%~65%、中載電源約占 15%~30%、尖載電源約占 10%~15%；另依臺灣本島地理環境及輸變電系統供電轄區範圍，將供電區域劃分為北、中、南三區，當北部地區機組大修或故障時，在經濟調度考量下，不足電力由中南部地區電力北送因應。按台電公司民國（下同）104 年 5 月研擬之長期電源開發方案，在核四封存無法商轉發電、負載持續成長及既有老舊機組屆齡除役下，預估未來 10（105-114）年基載電源占比均未能達理想值，114 年將降為 36.2%，而北部地區自 107 年起供需失衡，112 年供電缺口將超過中北幹線 N-2 送電能力；惟備用容量率自 107 年起降至個位數，且逐年下滑，112 年甚為負值，整體電源嚴重不足，缺電風險大幅提高。

- (二)台電公司為確保電力長期穩定供應，除推動相關節電計畫及將再生能源發展目標由原規劃之 1,375 萬瓩提高至 1,725 萬瓩外，並持續開發新電源，經查：
- 1、目前施工中之林口新#1~#3、大林新#1~#2 及通霄新#1~#3 等，因特種建築物申請許可、施工區域受污染、廠商棄標等影響，截至 104 年 4 月底止，工程進度分別落後 1.30%、0.10%及 5.96%。
 - 2、另規劃中之深澳新#1~#2 因卸煤碼頭興建位置遭地方強烈反對，自 95 年環評通過迄今仍無法推動；而大潭#7~#10 係以天然氣發電，惟現有天然氣接收站之供應量不足，詢據經濟部表示，已協調由台灣中油股份有限公司興建第 3 座天然氣接收站因應，預計 112 年完工，然大潭#7 係預定於 111 年商轉，是該接收站恐未能及時支應電廠之發電需求。
- (三)又依上開電源開發方案，若施工中與規劃中之各項發電計畫皆能順利完工，預估新增裝置容量(1,241 萬瓩)仍不足以應付負載成長(762 萬瓩)及機組屆齡除役(1,028 萬瓩)所造成之供電缺口，縱加計再生能源發電計畫(579 萬瓩)後，亦僅勉能滿足用電需求，一旦發電計畫受阻、延宕致機組未能如期運轉，或能源政策無法發展到位，臺灣勢將面臨限停電危機，亟需研謀具體有效之對策以為因應。
- (四)按穩定充裕之電力供應為產業發展所不可或缺，中華民國全國工業總會於 104 年 7 月提出之產業白皮書指出，臺灣產業環境面臨缺水、缺電、缺工、缺地、缺人才等「五缺」，經詢據台電公司表示，若備轉容量低於 50 萬瓩以下，工業將優先限電。是以，經濟部對於預期電力短缺之問題，除應積極解決電源開發遭遇之瓶頸外，允宜未雨綢繆，及早研擬

具體有效之因應對策，俾免發生限停電對民生造成衝擊，並維持臺灣產業競爭力，以提升投資意願。

二、台電公司執行臨時性減少用電措施之成效不彰，抑低尖峰負載量有限；另對於夏月備轉容量之規劃亦未盡周延，致備轉容量率屢低於供電警戒 6%而須調度高成本氣渦輪機組因應，均應檢討改進：

- (一) 台電公司為抑低尖峰負載，自 76 年起推動減少用電措施，係利用電價誘因，於系統尖載期間或電力供應發生困難時，引導用戶減少或暫停部分用電，期透過需求面管理紓緩我國供電吃緊情形。目前分為計畫性及臨時性減少用電措施，計畫性減少用電措施係以事先約定方式，由用戶自行安排於指定時段抑低用電；臨時性減少用電措施則為台電公司預估當日尖峰負載需起動邊際燃料成本較高之輕柴油機組時，視系統調度需要，臨時通知用戶執行抑低用電。經查台電公司於 101 至 103 年夏月依系統需要通知用戶執行臨時性減少用電措施，101 及 102 年僅各實施 2 戶，103 年 6 至 8 月只實施 1 戶、9 月實施 17 戶，而單日最大抑低負載量為 0.9 萬瓩~3 萬瓩間，僅占當日瞬時尖峰負載之 0.03%~0.09%，成效不彰。
- (二) 另據台電公司說明，依「夏月機組大修原則」，當系統狀況符合 (1) 當年度備用容量率 $>15\%$ ；或當年度備用容量率 $\leq 15\%$ ，且系統供電無虞，及 (2) 夏月期間備轉容量率 $>10\%$ 之條件時，方安排尖載機組與南部機組停機大、檢修。惟查台電公司對於「備轉容量率 $>10\%$ 」之預估，係僅考量尖峰負載、水文、環保限制、汽電共生及再生能源機組尖峰發電情形，並未納入規劃大、檢修或故障機組及外溫高等對淨尖峰供電能力之影響，爰於負載較預期

成長時，備轉容量率屢有低於供電警戒 6%之情形。以 103 年為例，台電公司預估備用容量率及夏月備轉容量率分別為 16.3%及 10.2%，爰安排南部#1、#3 機、大潭#1 機、興達#3 機等於夏月停機進行大修，然實際上卻因負載成長超出預期，或部分機組故障檢修，或因外溫高導致機組發電能力下降，或南部電廠因高雄石化氣爆事件配合停止發電等影響，造成 7 至 9 月有 9 日備轉容量率低於 6%，必須調度高成本氣渦輪機組因應。又台電公司雖自 104 年起將外溫高影響複循環機組淨尖峰供電能力之情形納入考量，惟因負載創歷史新高，且部分機組故障檢修，及核一#1 機於 104 年 1 月 14 日完成大修後遲未能併聯發電等，致 6、7 月間即高達 16 日備轉容量率低於 6%，其中 7 月 2 日甚僅 1.90%，備轉容量降至 67 萬瓩，面臨限電危機，顯見台電公司夏月備轉容量規劃有未盡周延之處。

(三)綜上，台電公司於夏季用電高峰期間，執行臨時性減少用電措施所抑低之尖峰負載量有限，成效不彰；另對於夏月備轉容量之規劃，迄未將規劃大、檢修或故障機組對淨尖峰供電能力之影響納入考量，以致在負載較預期成長下，屢有備轉容量率低於供電警戒 6%而須調度高成本氣渦輪機組因應之情形，均應檢討改進。

三、台電公司機組調度多賴調度人員之經驗判斷，未有一作業規範或判斷機制以資遵循，且相關指令機組升降載、解併聯及減供電能之緣由亦未留存書面紀錄，亟待檢討補強，俾達成經濟運轉目標：

(一)據台電公司說明，經濟調度係在系統運轉安全前提下，使發供電成本降至最低，並考量合約限制、水資源運用、環保法令規範、燃料特性及供電品質等

因素後，再比較 9 家民營電廠機組能量費率與台電公司機組燃料費率，當系統負載上升時，費率低之機組優先調度發電；反之，當系統負載下降時，費率高之機組須先降載或解聯停機。要言之，調度順序係須先滿足所有限制發電之條件，再考慮機組燃料成本，進行經濟調度。此外，由於機組組成複雜，其運轉發電之升降載率、起動及停機時間、解併聯等不同，而天然氣機組須配合天然氣儲槽存量隨時調整發電等，均須納入考量，顯見影響電力調度之內外在因素相當龐雜。

(二)依台電公司「電力系統運轉操作章則彙編」參、電源運用準則明載，每日發電預定排程係根據過去系統負載實績與氣象預報資料等，預測翌日、例假日（含國定假日）各時段負載，運轉方式則由核能、燃煤及川流式水力作基載運轉，燃油、複循環及燃氣機組作中載運轉，調整池式、水庫式、抽蓄水力及氣渦輪機組作尖載運轉；中央調度員應根據每日「電源調度預定表」，隨時依全系統負載之變化，與各電廠值班人員密切合作，共同完成經濟運轉之目標。台電公司為確保供電品質並維持系統安全，係由中央調度中心之能源管理系統依系統安全、經濟調度、頻差、時差及機組特性等自動計算及控制其最佳出力，並可指定多部機組同時參與系統頻率的主調整，其餘機組作輔助調整，此控制程序即自動發電控制（Automatic Generation Control, AGC），當系統發生突發事故或負載變動時，由調度人員視實際需求，並依機組發電成本及特性，重新微調分配 AGC 機組。基此，台電公司機組調度主要仍係由調度人員透過負載分析及預測技術，依「電源調度預定表」並因應系統負載變化，指令各發電機

組運轉時機與出力大小。

(三)惟據審計部調查指出，台電公司每日對中載機組併聯維持低載運轉或加入 AGC 之機組數及出力值多寡之規劃，並無一作業規範或判斷機制以資遵循，至未加入 AGC 機組之最適發電量，亦無相關判斷依據，多賴調度人員之經驗判斷，爰有負載下降（上升），調度人員卻指令成本較低（高）之機組先降（升）載；或於非夏月安排民營電廠燃氣機組全日或數日併聯，而成本較低之機組則未全數滿載運轉，甚將燃煤機組降載；或第一、二階段之長生、嘉惠、新桃電廠之容量因素，多較現階段能量電費相對高之國光、星能、森霸、星元電廠為低；或於夏月指令長生電廠於保證發電時段減供電能度數較國光、星能、森霸、星元電廠為高等情事，購電調度是否經濟，不無疑義。另台電公司對指令民營電廠於保證發電時段減供電能，或指令各發電機組升降載及解併聯之緣由等，並未留存相關紀錄，無從知悉相關指令調度是否妥適，實有欠當。

(四)經查 103 年各機組之平均每度燃料成本（能量電費），核能機組為新臺幣（下同）0.32~0.38 元、自有燃煤機組 1.01~1.22 元、民營電廠燃煤機組 1.08~1.36 元、自有燃氣機組 2.84~5.37 元、民營電廠燃氣機組 2.30~4.12 元、燃油機組（含離島電廠）5.02~8.82 元、氣渦輪機組 8.14~11.05 元，顯有相當之差異，是以機組升降載及解併聯順序影響經營成本甚鉅，爰台電公司允應儘速檢討補強電力調度運轉之相關機制，俾達成經濟運轉目標。

四、台電公司允應確實檢討評估燃用不符保證品質或已達拒收標準之燃煤對機組造成之影響，期使燃煤採購效益最佳化，並提升機組效能：

- (一)查台電公司為確保供應商交煤品質之最低標準，訂有採購品質規範，供應商交運之煤，其品質項目如不符採購品質規範，台電公司依合約有權拒收，若決定不拒收，則依合約所定之損害賠償罰則減價驗收；此外，台電公司另要求供應商提出保證品質作為評標及計價基準，該保證品質必須優於採購品質規範，台電公司對於主要燃煤品質項目如熱值、水份、灰份、硫份等均訂定價格調整機制，若供應商交煤品質低於保證品質，則會加重計罰。
- (二)據台電公司表示，按政府採購法第 72 條第 2 項規定略以：「驗收結果與規定不符，而不妨礙安全及使用需求，亦無減少通常效用或契約預定效用，經機關檢討不必拆換或拆換確有困難者，得於必要時減價收受。…」，又依過去經驗，對於不符採購品質規範，即已達拒收標準之燃煤，仍可藉由混拌燃燒以滿足電廠營運需求，並無造成燃料成本增加或影響發電之情形，爰在實務上，對於不符採購品質規範之燃煤，均未予以拒收，而係以減價方式處理。惟揆諸台電公司 101 年度燃料經營管理暨燃煤調配規劃會議紀錄，台中電廠係表示現貨採購之印尼一般亞煙煤有硫份逐漸走高及研磨率逐漸走低之趨勢，因高硫份燃煤產生之硫氧化物易與觸媒轉換器注氮所產生之殘餘氮生成硫酸氫氮，於下游空氣預熱器產生堵塞，嚴重時必須降載或停機水洗，另低研磨率則造成飼煤量降低，應改善磨煤機能力，此等煤質趨勢均需提早因應以降低衝擊；且據該電廠機組備轉容量實績值未達規劃值原因分析，103 年度迭有因燃煤硫份過高引發空氣預熱器堵塞嚴重，須降載進行線上水洗情事發生，期間燃煤機組無法滿載運轉致發電量減少；另 102 年 8 月台中及

興達電廠之容量因素計算修正表明載，因煤熱值低或煤質不良造成機組未能滿載運轉；又 103 年 7 月 30 日興達電廠「興一至四機粉煤均流改善報告」亦指出，煤炭品質逐年降低，煤炭熱值及可磨性已不若以往，使得原裝置粉煤機負荷加重，容易造成粉煤產出品質變差，影響鍋爐燃燒效率…煤炭可磨性、熱值、水份、灰熔點等品質降低，將造成鍋爐運轉燃料量、結渣程度、煙氣量、熱損失等增加，影響鍋爐效率等等，足徵燃煤品質欠佳確會對機組運轉產生不良影響，顯與台電公司之說法相悖。

(三)經查台電公司近 3 (101-103) 年所採購燃煤，其主要燃煤品質項目如總熱值、總水份、灰份、硫份等低於保證品質之船次占各該年完成卸煤總船次之比率，介於 15.65%~36.60%之間，而燃煤品質項目至少 1 項已達拒收標準者，計有 5、2 及 3 船次，顯示台電公司採購燃煤品質不佳之情況普遍存在。另觀諸台電公司於各該年對低於保證品質或已達拒收標準之燃煤所調高之價格或計收之罰款，分別為 35,399,777 美元、19,738,768 美元及 17,064,973 美元，如以匯率 30 估算，折合新臺幣高達 10 億 6 千餘萬元、5 億 9 千餘萬元及 5 億 1 千餘萬元，果如台電公司陳稱該等燃煤並無造成燃料成本增加或影響發電之情形，則形同燃煤採購業務可為台電公司帶來龐大之利益，實有違常理。

(四)按燃煤品質良窳攸關機組運轉效能至鉅，台電公司「燃料營運訓練參考手冊」第 3 章 3.2 節亦載明，適時採購適質、適量燃煤供應電廠需求為燃煤採購之目標，爰台電公司允應正視並確實檢討評估燃用不符保證品質或已達拒收標準之燃煤對機組造成之影響，俾使燃煤採購能發揮最大之經濟效益，並

提升機組效能。

五、台電公司基載機組之運轉，多有容量因素未達目標值，或大修未如期完成，或因非預期狀況造成機組自動急停、跳機、故障等情事，肇致替代燃料成本增加，亟應檢討改進：

- (一)據台電公司說明，容量因素目標值之訂定係考量機組在長期運轉下，設備逐漸老舊，實際出力受到影響，爰以前3年實績值平均為基準，俾反映運轉現況。經查核能機組101及102年容量因素實績值分別為89.93%及91.77%，均低於目標值91.48%及92.78%；而燃煤機組容量因素雖於101至103年均達成目標值，且實績值逐年上升，惟經審計部調查發現，於排除大修及電力調度等不可抗力因素影響發電後，101及102年各有7部機組未達目標值，約占4成左右，其中林口#1機及台中#2、#3、#9機等甚連續2年未達目標值，亟待提升機組運轉效能。
- (二)依台電公司說明，核能電廠運轉相關技術規範訂有重要設備之偵測試驗週期，最長為1.5年；另危險性機械及設備安全檢查規則第84條規定略以：「…以管路連接從事連續生產程序之化工設備所附屬鍋爐、或發電用鍋爐及其輔助鍋爐，每2年檢查1次以上。…」。爰目前核能機組係運轉18個月內須停機大修，而燃煤機組則為運轉2年須進行大修，以確保機組運轉安全。經查102至104年7月止，興達#1、#4機及台中#4、#9機因部分動靜葉片及護環沖蝕嚴重、葉根槽龜裂、電纜終端接頭處絕緣劣化、爐管內有異物等非預期狀況，致大修工期延後50天，增加替代燃料成本計20.04億元；另核一#1、#2機、核二#1機、核三#2機因發現洩漏

、發電機線圈絕緣不良、辦理柴油發電機配電工作、完成耐震餘裕補強作業、燃料之水泵斷裂、檢修發電機定子等非預期狀況，造成大修工期延後246.46天，增加替代燃料成本計132.55億元，其中核一#1機自103年12月10日起進行大修，業於104年1月14日完成，大修期間發生一束燃料之水泵斷裂，專案報告雖已於104年4月16日送行政院原子能委員會，惟該會遲未能向立法院教育委員會報告，爰目前仍未運轉，迄7月底止，替代燃料成本已高達91.8億元，亟需謀求解決之道，俾免替代燃料成本持續增加，並維持供電穩定。

(三)另據台電公司提供本院之統計資料顯示，102至104年7月止，核能機組因主汽機旁通閥關閉、風門葉片脫落、主汽機跳脫等引動反應器急停5次，燃煤機組因省煤器破管、飼水泵跳脫、爐心風壓高、電阻故障、高壓充油電纜接地故障等造成機組跳機13次，而核能及燃煤機組則因焊道洩漏、板狀過熱器破管、膝部水牆破管、省煤器破管、進行發電機定子冷卻水系統過濾器更換作業、執行主冷凝器真空查漏等停機檢修共27次，總計影響發電天數123.08天，發電量損失17.42億度，增加替代燃料成本53.53億元，亦應檢討改進，以降低營運成本。

調查委員：陳慶財、李月德、仇桂美