

肆、專題分析：我國汽電共生設置效益評估

根據 106 年 11 月 6 日發布之電價計算公式，得知組成電價成本項目包括燃料成本、用人費用、維護費用、稅捐及規費、利息與折舊、其他營業費用、其他營業收入及合理利潤等。

台電公司電力來源包括自有機組發電(燃煤、燃油、燃氣、核能、抽蓄水力及再生能源)與外購電力(火力民營電廠、汽電共生、再生能源)，外購電力中又以汽電共生之餘電收購費率訂價方式較為特殊，因餘電出售量受業者本身製程蒸汽及電力需求影響，台電公司無法主動調度控制其電量，故餘電採用「電力價值」概念訂定費率，隨著時間電價費率連動，亦即同樣一度餘電，在各時段(尖峰、離峰)之餘電費率將呈現尖峰高價，離峰低價。另近年來因傳統基載機組(核能、燃煤發電)興建受阻，台電系統基載呈現不足，需要部份中載機組(燃氣發電)轉為基載機組因應，離峰時段邊際發電為燃氣機組已成常態。此時，收購餘電正可減少系統內自發購成本支出，降低電力生產成本，達到資源有效運用。

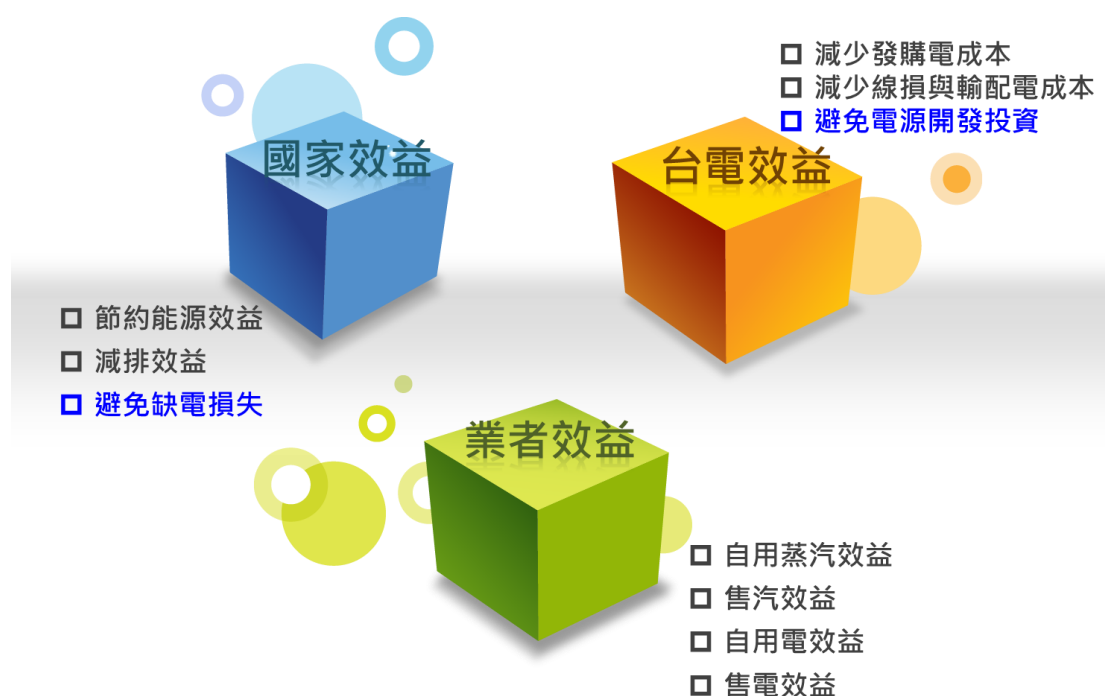
本期專題將介紹汽電共生系統、汽電共生設置效益分析機制、以及汽電共生的各項效益(國家、台電及業者效益)之計算方式及評估結果，供讀者對汽電共生系統有更一步的瞭解。

一、汽電共生設置效益分析機制

我國自民國 70 年代起電源不足時期，為抑低負載需求及穩定電力供應而致力於推動電力用戶設置汽電共生系統產汽、發電自用；並為利政府管理單位掌握汽電共生系統設置之效益。

我國設置汽電共生系統之效益可分別由「總體面」與「個體面」觀之。在總體面方面，設置汽電共生系統對於國家而言具有節約能源、減少空污排放及避免缺電對社會所產生經濟損失(簡稱缺電損失)之效益。在個體面方面，設置汽電共生直接利害關係人為設置業者與台電公司；業者具有自用蒸汽、售汽、自用電以及售電之四指標效益；台

電公司具有減少發購電成本、減少線損與輸配電成本與避免電源開發投資效益，如圖 1 所示。



資料來源：本研究。

圖 1 汽電共生設置效益評估面向與評估指標

二、國家效益

(一)節約能源效益

1.節約能源效益評估方法

本研究模擬假設未設置汽電共生系統情境，在電力係以台電系統之遞補機組為替代機組進行比較；至於蒸汽則假設單設產汽鍋爐供應予以相比較。

步驟一：在相同供電及供汽量條件下計算設置/未設置汽電共生系統之總燃料投入量。

步驟二：計算設置汽電共生系統之燃料投入節約量，並乘以各別燃料價格，換算貨幣價值。

2.節約能源效益評估結果

比較有無設置汽電共生系統之各類燃料投入量相，可知 106 年設置汽電共生系統（以合格汽電共生系統供電及供應製程蒸汽）比未設置汽電共生系統（以台電公司供電及業者單獨自設鍋爐供應其製程蒸汽）之情境，各類燃料節約量為燃煤增加 3,427,982 公噸、燃油增加 59,562 公秉，而天然氣節省 4,572,253 千立方公尺，換算節能效益之貨幣價值則為 350.62 億元，詳見表 1。

表 1 汽電共生設置之節能效益分析表

項目		單位	現況-設置 COGEN		模擬-未設置 COGEN		燃料投入		各類燃料價格	節省燃料成本
			COGEN 供電	COGEN 供汽	台電 供電	業者自設鍋爐供汽	增加量	增量比例%	元/原始單位	億元
能量產出		10 ⁹ 千卡	27,763	35,782	27,763	35,782	-	-	-	-
燃料投入	煤炭	10 ⁹ 千卡	54,217	29,925	21,275	40,606	-22,260	-26.46%	元/公噸	
		公噸	8,917,248	4,921,802	3,732,505	6,678,563	-3,427,982	-24.77%	3,211	-110
	燃油	10 ⁹ 千卡	3,704	1,901	2,328	2,705	-572	-10.20%	元/公秉	
		公秉	385,811	198,017	242,517	281,748	-59,562	-10.20%	12,587	-7
	燃氣	10 ⁹ 千卡	1,713	1,224	42,670	1,417	41,150	1401.21%	元/立方公尺	
		千立方公尺	190,301	33,050	4,741,089	157,473	4,572,253	1401.21%	10.24	468
合計		10 ⁹ 千卡	92,683		111,001		18,318	19.76%	350.62	

註：1.煤炭價格取自能源局燃料煤 CIF 價格+450 元/公噸內陸運費計算。

2.燃油、天然氣價格取自中油公司公告牌價。

資料來源：本研究。

(二)減排效益

本研究以 CO₂、SO_x 及 NO_x 等空氣污染物為對象，設定現行汽電共生系統同時供電與供汽；以及若未設置汽電共生系統，台電公司需供電給業者；此外，業者尚需自設鍋爐供應其製程蒸汽兩組情境，試算設置/未設置汽電共生系統之個別污染物排放情形及其減量效益。

1.減排效益評估方法

步驟一：在相同供電及供汽量條件下計算設置/未設置汽電共生系統之燃料別投入量。

步驟二：取得燃料別 CO₂、SO_x、NO_x 污染物排放係數。

步驟三：推估設置汽電共生系統與否之污染物排放量。

步驟四：將設置汽電共生系統所減少之污染物排放量與污染物單位減量成本相乘，求得設置汽電共生系統之減排效益。

2.減排效益評估結果

本研究將前述設置/未設置汽電共生系統之各燃料別投入量，應用燃料別 CO₂、NO_x、SO_x 污染物排放係數表，並考量大小鍋爐對空污去除能力之差異，將對應的燃料別、污染物別之排放係數與燃料投入值相乘，求得各污染物排放量；並將設置汽電共生系統所增加之污染物排放量與污染物單位減量成本相乘，求得民國 106 年設置汽電共生系統之 CO₂、NO_x、SO_x 減排成本各為 5.98 億元、1.76 億元、0.23 億元，合計為 7.97 億元，詳見表 2。

表 2 106 年設置汽電共生系統之減排效益

項 目	單位	公式	CO ₂	SO _x	NO _x
現況--設置汽電共生排放量	公噸	A	37,524,228	40,031	50,153
模擬--未設置汽電共生排放量	公噸	B	38,313,642	65,168	60,162
設置汽電共生排放減量	公噸	C=B-A	789,414	25,137	10,009
減量比例	%	D=C/A	2.10%	62.79%	19.96%
單位減量成本 ¹	元/公噸	E	757	7,000	2,300
設置汽電共生減排效益	百萬元	F=C*E	598	176	23
總效益	百萬元	G	7.97		

註：1.CO₂ 單位減量成本取自台電公司環保處內部公告減碳價格。

2.SO_x 單位減量成本取自李育明、鄭博雄，89 年，「臺灣地區廠商空氣污染防治成本函數之估計」，第十二屆環境規劃與管理研討會。

3.NO_x 單位減量成本取自朱信，88 年，「NO_x 控制技術、效率及成本資料調查分析」報告，行政院環境保護署委託計畫。

資料來源：本研究估算。

其中，設置汽電共生系統相較未設置情境下，CO₂、SO_x、NO_x 排放減量幅度分別為 CO₂ 2.10%、SO_x 62.79%及 NO_x 19.96%；顯見，汽電共生系統在 CO₂、SO_x 及 NO_x 皆具有減排效益。

(三)避免缺電損失

藉由台電效益分析，可知若無汽電共生系統餘電貢獻，將產生 7.2 億度之供電缺口，故本研究將 106 年產業缺電損失 204.5 元/度扣減餘電收購單價 1.90 元/度後，乘以避免供電缺口度數，計得避免產業缺電損失效益 1,450 億元。

(四)國家效益合計

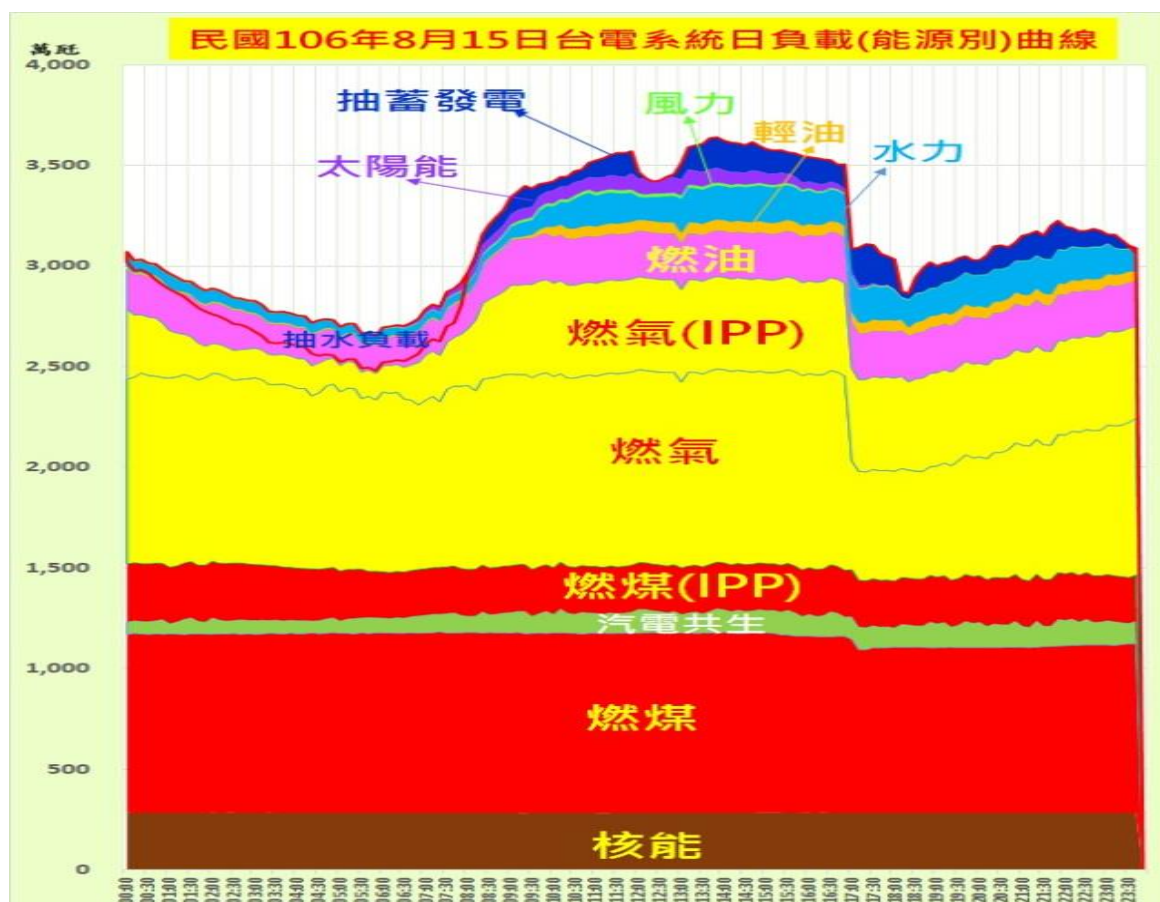
綜上所述，106 年汽電共生系統節約能源效益為 350.62 億元、溫室氣體減排效益為 7.97 億元，兩者合計 358.59 億元；另若考量在 106 年備用容量率低於標準值下，汽電共生系統設置可避免產業缺電損失 1,450 億元，合計國家效益可達新臺幣 1,808.59 億元。

三、台電效益

(一)台電調度模式與汽電共生發電模式

電力系統調度係利用現有發電、輸電、變電及配電等設備，進行合理有效且經濟之整體運轉模式，在電力網方面力求供電可靠、品質良好與經濟調度；在電源方面則按機組型式負載特性及燃料類別等安排基載、中載及尖載機組依次運轉，並保留合理備用容量，以期達到供電安全、品質優良、成本最低及服務最佳等目的。

基本上，台電電力系統基載約占 55%~65%、中載 15%~30%及尖載 10%~15%，其基載機組由核能、大型汽力（燃煤機組）、川流式水力、複循環及三班制連續運轉之汽電共生機組擔任，大部份均滿載運轉，發電成本最低。中載機組大都為中型汽力（複循環、燃油、燃氣機組）、與二班制（離峰停止運轉，尖峰及半尖峰發電）汽電共生機組等負責供應中載電力，費用較基載機組為高。尖載機組一般由氣渦輪機、水庫水力及抽蓄水力發電，氣渦輪機發電成本最高，抽蓄水力發電成本次之，水庫水力發電成本最低，但有儲水容量限制，而三者均有反應快速追隨負載運轉之能力，尤以大型水力運轉彈性最佳，如圖 2 所示。



資料來源：台電公司網站，

http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-c32.aspx?LinkID=13。

圖 2 106 年最高負載日之負載特性與機型配比

至於在汽電共生方面，其通常配合製程生產型態在尖峰時段盡量提高發電，離峰期間則多半減載或停止運轉發電，並向台電購買離峰電力，因此在尖載時可降低台電尖載高成本發電，提高離峰時段用電量，亦即提升台電系統設備利用率及負載因數，降低台電供電成本，達成系統有效負載管理之目的。然而，民國 97 年起台電電力系統之基載機組不足，離峰時間亦需要以高成本的機組發電，反而造成台電供電成本增加，故透過餘電費率設計調整並搭配實施增購措施下，促使汽電共生業者於離峰時段發電。

隨著政府公布 114 年再生能源發電占比達 20% 目標，並透過再生能源電能保證躉購制度（Feed-in Tariff, FiT）、前瞻基礎建設計畫¹、

¹「前瞻基礎建設計畫」依 106 年 7 月 7 日總統公布施行之「前瞻基礎建設特別條例」，未來四年將編列 4 千 2 百億元，後續預算及期程，經立法院同意後，以不超過前期特別預算規模及期程繼續編列。該計畫包含八大建設計畫：建構安全便捷的軌道建設、因應氣候變遷的水環境建設、促進環境永續的綠能建設（建構沙崙綠能科學城、發展太陽光電 2025 年 20GW、風力發電

「電業法」修法開放綠電先行以及等政策措施，以推動產業、民眾投資設置再生能源發電設備。而在輸配電線路及儲能系統等相關設施尚在逐步佈建而再生能源大量併網下，屆時對電力系統供應穩定度與品質要求將更高；此時，位於負載端之汽電共生系統扮演產消者（Prosumer）角色，可參與電力系統供需調節（如餘電增售、需量反應）。

（二）減少發購電成本效益

1. 研究假設

本研究參考美國 FERC 對「避免成本（Avoided Cost）」定義如下：電業若不向合格汽電共生系統購電，而必須自行發電或向其他供電業者購電所需之能量、容量或二者兼有之增額成本均是，一般以邊際成本（Marginal Cost）表示。

考量我國實際調度模式、機組容量因數及國內電業環境情勢，各機組發電固定成本與其容量因數有關，發電量愈少，每度電分攤之固定成本愈高（如氣渦輪機），因此本研究按其「變動成本」（燃料成本加運轉維護變動成本）計算，可避免高估部分機組之固定成本造成結果偏誤，故以台電公司提供各機組別之燃料成本加計運轉維護變動成本作為變動成本計價基準。

至於在無汽電共生系統情境下之台電公司機組遞補順序乃以「經濟調度」為原則，另考量各類機組特性予以模擬遞補。例如核能機組通常僅作基載運轉，為運轉安全，除非特別原因否則不隨便調整負載出力。再生能源（風力機組）無法作調度運轉。水庫水力雖有調頻及緊急備用機組，但水資源有限，平常追隨負載運轉，不作經濟調度。川流式水力隨河川流量變化負載出力，亦無法調整負載。

至於 IPP 燃煤及 IPP 燃氣機組，雖受台電合約規範有保證供電時段及時數、以及地方環保空污限制其燃料使用及供電量；但考量依 IPP 合約規範，IPP 業者必須依電力系統供需情形，配合調度運轉，且亦有 IPP 因應台電需求增加發售電量之實際情況。抽蓄發電則可利用上

下水池抽放來調節供電系統之電壓與頻率，必要時更可緊急發電或停止抽水，以補充因大容量機組故障而不足之電力以免限電，可視為穩定供電之最後救命丹。

實務上，若無汽電共生系統餘電時，台電公司將窮盡一切短、中期供給及需求措施因應，故本研究假設若無汽電共生餘電，則台電公司遞補方式自低變動成本之機組由燃煤、IPP 燃煤、複循環、IPP 複循環、燃氣、燃油、氣渦輪、抽蓄水力(另考量抽蓄水力下池容量限制，單日白天發電量上限約平均淨尖峰供電能力連發 6 小時，故假設抽蓄水力於白天上午 9 時起扣除實際抽蓄水力供電量之餘裕後，再依序遞補之)；其可視為汽電共生系統設置對台電公司之最大效益。依次遞補模擬估算。

2.減少發購電成本效益評估方法

步驟一：由台電公司提供之 106 年「備轉容量表」、「發電日報」及「各類發電機組單位成本分析表」等資料，每月選取 3 個樣本，全年共 36 個取樣日。取樣原則如下：

- ◆ 依統計學之大數法則，超過 30 個樣本為可接受之取樣。
- ◆ 每月最高、最低、平均備轉容量日期(包括工作日與假日)，每月取 3 日。
- ◆ 本研究每月 3 個取樣日推估之購入汽電共生系統餘電量與台電實際購入汽電共生系統餘電量數據誤差率需低於 5%。
- ◆ 本研究全年 36 個取樣日推估之購入汽電共生系統餘電量與台電實際購入汽電共生系統餘電量數據誤差率需低於 3%。

步驟二：估算台電機組之各月份平均變動成本以及汽電共生系統尖峰時段及離峰時段之平均購電成本。

步驟三：將台電替代汽電共生機組餘電之發購電成本與購買汽電共生電能之購電成本相比，即為台電公司外購汽電共生系統電力所減少之成本效益。

3.減少發購電成本效益分析結果

本研究分析取樣日全國電力系統供電能力結構與實際發電結構，藉以瞭解電力系統各機組於取樣日 13 時是否具有供電餘裕，進而假設若無合格汽電共生餘電，則台電公司依低變動成本之機組由燃煤、IPP 燃煤、複循環、IPP 複循環、燃氣、燃油、氣渦輪、抽蓄水力依次遞補電力缺口。

本研究針對 106 年度選取之 36 個取樣日之模擬資料，進而估算 106 年全年度合格汽電共生系統遞補台電機組發電成本之差異情形，顯示台電公司遞補汽電共生系統餘電發電成本為新臺幣 206.81 億元，而台電全年購入汽電共生系統餘電金額為 127.68 億元，兩相比較全年約節省發購電成本支出 79.13 億元；另倘無汽電共生系統餘電，預估將產生供電缺口 7.15 億度。

(三)減少線損及輸配電成本效益

106 年我國合格汽電共生系統淨發電量為 322.82 億度，其自用電量與售予台電電量各為 255.6 及 67.22 億度，其比例各占 79.2%與 20.8%，與全系統電力負載相結合，充分扮演其分散型電源角色，且汽電共生廠皆位於全國各重要工業地區用電負載中心，可大幅減輕輸配電網路負荷及輸配電所致之線路損失。然而，台電外購汽電共生餘電須由汽電業者輸電至台電輸配電網路，再轉供給各地相關用戶使用，亦將產生轉供線損及輸配電成本支出。爰此，為利評估台電公司減少線損及輸配電成本之效益，將分別就汽電共生自用電與餘電售電對台電公司線損及輸配電成本之影響予以分析。

1.減少線損及輸配電成本效益評估方法

步驟一：以台電公司 106 年輸電或配電線損率乘以汽電共生業者之自用電量及台電發輸配電成本，可得因汽電共生業者自用電所減少配電線損之效益。

步驟二：以臺灣汽電共生系統輸電線損率乘以外購汽電共生餘電量及輸配電成本，可得外購汽電共生餘電所增加的輸電

線損之虧損。

步驟三：將減少配電線損效益與增加的輸電線之虧損加總後，即可得出台電減少線損之效益。

2.減少線損及輸配電成本分析結果

依據 106 年汽電共生系統產銷月報可知，高壓（11.9kV）汽電共生廠自用電量占 0.62%（相當於 1.58 億度），特高壓（69kV 以上）汽電共生廠自用電量占 99.38%（相當於 254 億度）。由於高壓電力來自經由輸電及配電系統，特高壓電力則來自輸電系統，故分別將不同電壓別之自用電量乘以相對應之台電輸電損失率 1.93%、台電配電損失率 1.89%及線損成本，估算減少台電機組遞補汽電共生自用電所產生之線損及輸配電成本效益為 10.92 億元。

至於台電購電轉供所增加之線損及輸配電成本方面，本研究採行兩種方式估算之，一種假設購入汽電共生系統餘電轉供損失率採台電公司 106 年輸配電損失率 3.82%作為參數；另一種方式則藉由負載潮流模擬分析結果，取得汽電共生餘電轉供損失率為 0.257%，並分別以 106 年汽電共生餘電售量 67.22 億度及台電發輸配電成本 2.3996 元/度估算，可知分別將增加 6.16 億元、0.41 億元之購電轉供線損。經兩者合計，可知為台電公司減少線損及輸配電成本效益分別達 4.75 億元、10.50 億元。

(四)避免電源開發投資成本

藉由台電效益分析，可知若無汽電共生系統餘電貢獻，將產生 7.2 億度之供電缺口，但台電公司應建設電廠以穩定供電，故本研究以台電最新複循環機組投資成本計算平均建設單價為 0.14 元/度²，乘以避免供電缺口度數，計得避免台電機組設置成本效益 0.97 億元。

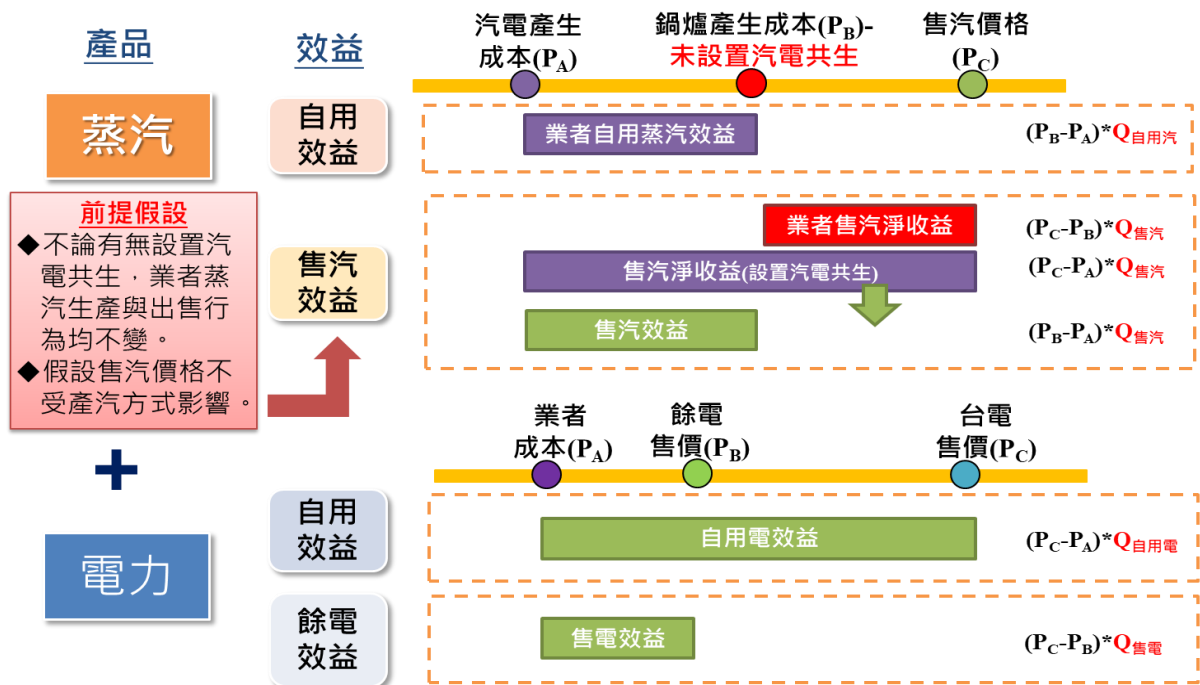
(五)台電效益合計

綜上所述，106 年汽電共生系統設置對於台電公司而言，可減少發購電成本效益（79.13 億元）、減少線損（4.75~10.50 億元）及避免台電機組設置成本效益 0.97 億元，總計台電效益達 84.85~90.60 億元。

² 依台電通霄電廠更新擴建計畫，3 部 89.26 萬瓩複循環燃氣機組投資總額 795.57 億元計算。

四、業者效益評估

汽電業者效益評估，涵蓋蒸汽自用與出售、自用電及售電效益，共四層面。在蒸汽自用，本研究評估角度乃係在有設置汽電共生系統之現況與假設未設置汽電共生系統情境(單設產汽鍋爐)下之自用蒸汽成本比較；至於售汽效益方面，則假設在不論有無汽電共生系統，業者蒸汽生產與出售行為均不變，以及假設售汽價格不受產汽方向影響下，進行評估。而汽電共生設置產出電力可自用，進而減少業者向台電公司購買電力之成本支出；其剩餘電力，亦可將售予台電公司進而創造業外收益，如圖3所示。



資料來源：本研究。

圖3 業者效益示意圖

業者效益分別為自用蒸汽 23.52 億元、出售蒸汽 5.23 億元、自用電力 19.47 億元及出售電力 -9.10 億元，共計為 39.12 億元，詳見表 4。倘單就各項效益指標觀之，僅出售電力效益為負值，其餘均為正式；換言之，在 106 年汽電共生熱電產出模式下，設置汽電共生出售電力之成本較向台電公司購電情境(即未設置汽電共生系統)高。究其原因，因汽電共生乃是「以熱制電」之能源轉換技術，當抽汽量愈高時，總

熱效率則愈高，亦有助於降低汽電共生系統之產汽及發電成本；另 106 年下半年國際燃料價格上揚，然我國電價並未同幅調整，故餘電收購費率低於業者平均自發電力成本，致業者售電效益為負值。另外，若以燃料別觀之，則設置燃氣汽電共生系統在電力自用及出售尚不具經濟效益，整體而言，以目前燃料價格及售電費率估算，對於業者轉換燃料設置燃氣汽電共生系統尚須提供足夠誘因。

表 4 106 年各類業者設置汽電共生系統之效益評估（燃料別）

單位：億元

業者效益		煤	油	氣	合計
蒸汽	自用	4.59	18.03	0.89	23.52
	出售	5.22	-	0.01	5.23
電力	自用	57.42	-12.05	-25.90	19.47
	出售	-9.04	-0.05	無出售	-9.10
合計		58.18	5.93	-25.00	39.12

資料來源：本研究。

五、結語

汽電共生對於國家效益，若將避免產業缺電損失效益納入考量，隨著備用容量率自 103 年起低於標準 15%情況下，顯示若無汽電共生系統餘電情境下，儘管台電自有機組可遞補餘電缺口，亦將發生電力遞補不足進而發生缺限電狀況，且備用容量率愈低，缺電度數亦將增加，亦突顯汽電共生系統餘電對於穩定電力供應之重要性。

汽電共生對於台電效益，由減少發購電成本支出、減少線損與輸配電成本及避免電源開發投資成本指標構成，其中，又以減少發購電成本支出為影響台電效益之關鍵指標。而受到國際天然氣價格下跌影響下，台電機組遞補汽電共生系統餘電成本變低，進而與購買汽電共生餘電平均單價差距漸小，造成近年台電避免發購電成本效益稍微下降。

汽電共生對於業者效益，由自用汽效益、售汽效益、自用電效益以及售電效益四項指標構成。整體而言，業者效益雖具有正面效益，然以近五年變化走勢觀之，受到汽電共生系統總熱效率、熱電比漸小等因素影響，汽電共生系統產汽成本與單設鍋爐之產汽成本兩者差距

漸小，至於在自用電及售電效益部分，隨著國際燃料價格自 104 年下半年反彈攀升，汽電共生平均產電成本隨之上漲，然我國電價並未同幅反映，故 106 年餘電收購價格低於汽電共生平均產電成本，致業者設置汽電共生系統自用電力效益大幅下降外，出售剩餘電力效益為負值。

六、參考文獻

- 1.台灣電力公司(107)-106 年台電統計年報。
- 2.台電公司網站(107)，電源開發規劃。
- 3.經濟部能源局(107)-汽電共生產銷月報。
- 4.經濟部能源局(107)- 107 年度「自用發電設備管理及汽電共生系統輔導推動策略之研究」(2/2)期末報告。