

我國汽電共生系統參與需量反應措施面臨瓶頸

為利研提 CHP 擴大投入現行 DR 或未來精進之 DR 方案之市場設計及參與誘因提昇措施，本文透過廠商現場、電話訪談及召開利害相關人會議，綜整歸納我國汽電共生系統參與需量反應措施所面臨的瓶頸，大致上可區分為技術面、經濟面、環保面、法規制度面及其他面向之障礙，茲分述如下。

一、技術面

由於汽電共生系統主要乃配合製程工廠蒸汽及電力需求而設置；換言之，汽電共生系統對於工廠而言，乃一公用單元，其乃滿足穩定供應蒸汽與電力需求而設置；蒸汽與電力產出量乃「以需定供」。對於若無設有其他輔助設施（如備用蒸汽鍋爐、備用自用發電設備、儲能設備、熱電轉換設施）的汽電共生而言，因須配合客戶端/工廠製程之蒸汽、電力需求，導致負載不易控制。

此外，當汽電共生系統僅設單一部發電機組且裝置容量小時，則尖峰時段易滿載發電自用，除非中斷生產製程，否則無抑低空間。至於，倘以汽電共生擔任用戶群代表或 ESCO 之運作模式參與 DR，則由於缺乏相關技術能力，故就現階段尚無參與能力。然而，此面向瓶頸乃取決於經濟誘因及制度環境之健全程度而異，當誘因及制度環境愈健全，業者基於追求利益極大化之原則下，自當增設汽電共生系統或其他輔助設施，以提高參與需量反應措施之能力。

二、經濟面

就經濟面而言，可就汽電共生設置使用與否兩面向來探討。由於汽電共生系統乃「以熱制電」的能源轉換技術，其以蒸汽及電力需求大之能源密集產業為主；其中，又以熱能需求量的化學材料產業¹為主，以 104 年為例裝置容量占比約 6 成。然而，近年受到中國大陸石化產業迅速崛起，導致接單情況不佳（產業附加價值減少），製程蒸汽需求量隨之減少；甚至已有業者因此停產，導致汽電共生無法啟用之情況（如台南某 PTA 廠裝置容量 34.5MW 已停用）。

另外，部分汽電共生系統以成本較高之燃料油及天然氣為燃料，其發電成本因此相較高昂（約為 4~5 元/度）；而現行台電時間電價尖峰時段為 4.38 元/度，顯見發電自用不符經濟效益；儘管需量競價最高金額為 10 元/度，但因執行時間較短（2 小時或 4 小時），對於高成本機組仍不具參與誘因。另對於蒸汽與電力商品而言，蒸汽售價每公噸為 700~1,000 元之間，對燃油機組而言，考量比較機會成本下，傾向參與蒸汽市場。

¹化學材料業包含：基本化學工業、石油化工原料、肥料、人造纖維、合成樹脂及塑膠、合成橡膠及其他化學材料製造業。

三、環保面

依據環保署「空氣污染防治法」之規範，汽電共生系統因歸屬發電設置，故受到較高的環保管制規範；另依該法第 20 條規定，地方政府有權利因地方特殊需要，擬訂各別較嚴格之排放標準，詳見表 1。此外，另依該法第 28 條及第 29 條規定，有關固定污染源操作許可證及生煤許可證審核均放權由地方政府辦理；而地方政府往往於審查核發許可證之同時，會採提高空污排放標準、降低空污排放總許可量或降低燃料使用許可量等行政手段進行約束，導致汽電共生機組無法啟用或多發電，進而限制其抑低負載或幫助電力系統提高供電能量之潛力。

表 1：現行中央制度與各縣市針對汽電共生系統空污排放標準管制比較

單位	管制標的	管制標準		備註
		新設	既設	
中央 (汽電共生類)	粒狀汙染物	10 或 14mg/Nm ³	20、28、40、50mg/Nm ³	依總熱效率 值分級
	硫化物	30 或 43ppm	60、83、86、120、150ppm	
	氮氧化物	30 或 44ppm	70、97、101、140、175ppm	
	汞及其化合物	2 或 3μg/Nm ³	5、7、10、13μg/Nm ³	
高雄 (汽電共生類)	粒狀汙染物	如附件一	如附件一	以排氣量分 級
	硫化物	50ppm	70ppm	
	氮氧化物	100、100、80ppm	200、150、80ppm	
	汞及其化合物	無加嚴	無加嚴	
桃園 (汽電共生類)	粒狀汙染物	無加嚴	無加嚴	以排氣量分 級
	硫化物	100ppm		
	氮氧化物	100ppm		
	汞及其化合物	無加嚴	無加嚴	
彰化縣 (電力設施)	細懸浮汙染物 (PM _{2.5})	5mg/Nm ³		無分級且 無分機型
	汞及其化合物	不得檢出		
	銻及其化合物	不得檢出		
	砷及其化合物	不得檢出		
	鉍及其化合物	不得檢出		
	鉍及其化合物	不得檢出		
	鎘及其化合物	不得檢出		
	鉻及其化合物	不得檢出		
	鈷及其化合物	不得檢出		
	銅及其化合物	不得檢出		
	鉛及其化合物	不得檢出		
	錳及其化合物	不得檢出		

單位	管制標的	管制標準		備註
		新設	既設	
	鎳及其化合物	不得檢出		
	磷及其化合物	不得檢出		
	硒及其化合物	不得檢出		
	銀及其化合物	不得檢出		
	戴奧辛	不得檢出		

(資料來源：本文整理)

四、法規制度面

在電業環境方面，由於我國電力市場仍受管制，電力批發、零售市場未開放競爭，無法設計並提供結合市場機制之需量反應方案，市場無法提供用戶足夠參與誘因，因而限縮汽電共生系統對於需量反應發揮空間。而依 105 年 10 月 20 日經濟部提送立法院的最新「電業法修正草案」，預計修正條文公布日起 6 至 9 年內綜合電業（即台電公司）實施廠網分離；另待台電公司完成廠網分割、電源穩定供應且再生能源直供電量占其總發電量比重達一定比例後，再進行第二次電業法修正程序。在此同時，為確保供電穩定及安全，依修正草案第 27 條規定，再生能源發電業及售電業售電與用戶時，需準備適當的備用供電容量；而此容量可由需量反應參與者提供。屆時，對於具有 DR 能力較大的汽電共生而言，將具有參與利基。

另外，在獎勵類型部分，儘管台電公司於 105 年 10 月 12 日召開「用戶群代表需量反應服務採購案」公開說明會，依政府採購法辦理公開招標，總預算為 6 億元，抑低負載量為 200MW，執行時間為上午 8 時至晚上 8 時之間，執行時數限制為每年 100 小時（每次抑低 2/3/4 小時，一天最多 2 次）。對於目前以共同設置模式營運之汽電共生業者而言，雖欲以用戶代表群型式參加，但台電公司基於其他聯合設置用戶之用電電表本來尚未在台電供電系統內之理由，故無法參與。若要擴大參與，汽電共生業者建議放寬條件設定。

至於在分散型能源服務方面，在現行電業環境下，對於汽電共生系統提供輔助服務部分尚需待法規鬆綁。另外，在 105 年實施之緊急增購措施方面，雖為電力系統提供 797MW 增購出力（105 年 9 月 3 日），為當日備轉容量貢獻 2.8%。但因該措施僅以台電公司高壓及特高壓三段式時間電價之半尖峰價格作為緊急增購價（以特高壓為例為 2.74 元/度），且僅開放有簽訂尖峰保證容量之合格汽電共生業者參與，導致部分因燃料成本高而未簽訂尖峰保證合約之閒置機組（如大園工業區某一專營汽電共生公司 3 部 10MW 燃油機組）無法參與，亦因此限縮汽電共生參與 DR 的空間。

五、其他面

另外，經訪談現場汽電共生操作人員，多數顯示用戶不清楚需量反應措施內容，導致較難選用合適方案。此外，因汽電共生系統乃以穩定供應製程電力與蒸汽為主要任務，參與需量反應需經公司高層指示，且亦將增加行政負擔。綜上所述，造成汽電共生操作人員參與 DR 意願偏低之情形。

表 2：我國汽電共生系統參與 DR 面臨瓶頸分析

面向	面臨瓶頸
技術面	<ul style="list-style-type: none">• 須配合客戶端/工廠製程之蒸汽、電力需求，負載不易控制。• 發電機組設置容量較小，尖峰時段已滿載發電自用，無抑低空間
經濟面	<ul style="list-style-type: none">• 受產業景氣影響，產線已停產，汽電共生系統無法啟用。• 燃料成本高(油、天然氣)，發電自用不符經濟效益。• 電價便宜，節電無感。• 蒸汽售價優於電力價格，高成本 CHP 傾向參與蒸汽市場。
環保面	<ul style="list-style-type: none">• 受空污規範，無法啟用機組或多發電
法規制度面	<ul style="list-style-type: none">• 電業環境限制：電力批發、零售市場未開放競爭，無法設計並提供結合市場機制之需量反應方案，市場無法提供用戶足夠參與誘因，現行電業環境限制，限縮需量反應發揮空間。
其他	<ul style="list-style-type: none">• 多數用戶不清楚措施內容，較難選用合適方案。• 汽電共生系統乃以穩定供應製程電力與蒸汽為主要任務，參與需量反應需經公司高層指示，且亦將增加行政負擔。

(資料來源：本文整理)

附件一、 高雄市汽電共生系統空污排放標準

發布日前後設立之污染源皆適用本表	空氣 污 染 物	排 放 標 準			備 註		
	目測判煙	不透光率不得超過 20%		期間內不透光率可達 30%，但一小時內超過 20%之累積時間不得超過 3 分鐘。	二以上電力設施機組廢氣排放管違合併於一煙筒排放，而其中一以上機組於起火或停車期間者，亦適用起火或停車期間排放標準。		
		粒狀污 染物不透光率連續自動監測設施監測	每日超過 20%之累積時間不得超過 4 小時（每 6 分鐘產生一次監測值）。			起火或停車期間	期間內監測值可達 30%，但起火或停車期間超過 30%之時間與當日非起火或停車期間超過 20%之時間累積不得超過 4 小時（每 6 分鐘產生一次監測值）。
	粒狀污 染物	煙道檢測	排氣量		濃度		未表列者以下式計算之 C=1860・3Q ^{0.386}
			Q (Nm ³ /min)		C(mg/Nm ³)		
			30 以下		500		
			50		411		
			100		314		
			200		241		
			300		206		
			500		169		
			800		141		
			1000		129		
			2000		99		
			3000		85		
			5000		70		
			8000		58		
			10000		53		
			20000		41		
			30000		35		
50000			29				
70000 以上		25					

污 染 源 設 立	空 氣 污 染 物	施 行 日 期		自發布日起 至 103 年 12 月 31 日止	自 104 年 1 月 1 日起	備 註
		排 放 標 準	排 氣 量(Nm ³ /min)			
發布日前設立之污染源	硫氧化物 (SO _x ，以 SO ₂ 表示)	燃料種類	—	小時平均濃度 (ppm)	小時平均濃度 (ppm)	1.混合燃料以下列公式計算其排放限值： 排放限值=AX+BY+CZ A：氣體燃料之 SO _x 或 NO _x 排放標準 B：液體燃料之 SO _x 或 NO _x 排放標準 C：固體燃料之 SO _x 或 NO _x 排放標準 X：氣體燃料佔總熱值輸入量之百分率 Y：液體燃料佔總熱值輸入量之百分率 Z：固體燃料佔總熱值輸入量之百分率 排氣體積以乾基計算 2.液體燃料 SO _x 排放限值視未來中央公告燃油含硫份百分比計算，其公式如下： 排放限值=B(2)×S2/S1 B(2)：250 S1：目前液體燃料含硫份百分比 S2：未來加嚴後液體燃料含硫份百分比 發布日後設立之污染源以中央公告燃油含硫份百分比之日為施行日。 3.連續自動監測：每日一小時記錄值高於排放標準值之累積時間不得超過二小時。
		氣體燃料	—	50	50	
		液體燃料	>2500	160	60	
		固體燃料	—	250	依備註 2 計算	
	氮氧化物 (NO _x ，以 NO ₂ 表示)	氣體燃料	>2500	100	50	
		液體燃料	500-2500	100	100	
		固體燃料	<500	100	100	
		氣體燃料	>2500	160	80	
		液體燃料	500-2500	180	150	
		固體燃料	<500	200	200	
		氣體燃料	>2500	200	80	
		液體燃料	500-2500	280	150	
		固體燃料	<500	300	200	
	硫氧化物 (SO _x ，以 SO ₂ 表示)	氣體燃料	>2500	50	50	
		液體燃料	500-2500	100	100	
		固體燃料	<500	100	100	
		氣體燃料	>2500	160	80	
		液體燃料	500-2500	180	150	
		固體燃料	<500	200	200	
		氣體燃料	>2500	200	80	
		液體燃料	500-2500	280	150	
		固體燃料	<500	300	200	
	氮氧化物 (NO _x ，以 NO ₂ 表示)	氣體燃料	>2500	50	50	
		液體燃料	500-2500	100	100	
		固體燃料	<500	100	100	
		氣體燃料	>2500	160	80	
		液體燃料	500-2500	180	150	
		固體燃料	<500	200	200	
		氣體燃料	>2500	200	80	
		液體燃料	500-2500	280	150	
		固體燃料	<500	300	200	
	硫氧化物 (SO _x ，以 SO ₂ 表示)	氣體燃料	>2500	50	50	
		液體燃料	500-2500	100	100	
		固體燃料	<500	100	100	
		氣體燃料	>2500	160	80	
		液體燃料	500-2500	180	150	
		固體燃料	<500	200	200	
		氣體燃料	>2500	200	80	
		液體燃料	500-2500	280	150	
		固體燃料	<500	300	200	
	氮氧化物 (NO _x ，以 NO ₂ 表示)	氣體燃料	>2500	50	50	
		液體燃料	500-2500	100	100	
		固體燃料	<500	100	100	
		氣體燃料	>2500	160	80	
		液體燃料	500-2500	180	150	
		固體燃料	<500	200	200	
		氣體燃料	>2500	200	80	
		液體燃料	500-2500	280	150	
		固體燃料	<500	300	200	

(資料來源：高雄市電力設施空氣汙染物排放標準，高雄市環保局網站)