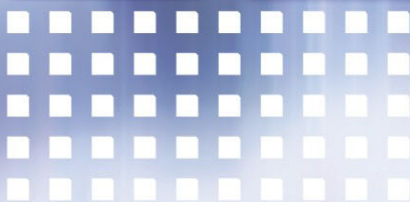
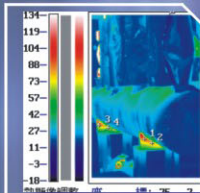
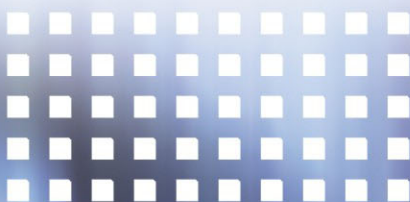


# 汽電共生

## 系統節能手冊



委託單位：經濟部能源局  
執行單位：工業技術研究院  
能源與環境研究所



# 目錄

一、汽電共生系統種類說明.....	1
(一)汽電共生系統簡述.....	1
(二)汽電共生機組與火力發電機組比較.....	2
二、汽電共生政策說明.....	8
(一)背景.....	8
(二)政策目標.....	9
(三)政策沿革.....	9
三、汽電共生市場狀況.....	11
(一)現狀.....	11
(二)汽電共生歷年發展趨勢.....	12
(三)推廣汽電共生成效.....	12
四、汽電共生系統操作特性.....	13
(一)蒸汽產生(generation).....	13
(二)蒸汽分配及輸送(distribution).....	15
(三)蒸汽後端使用(end user).....	16
(四)蒸汽回收(recovery).....	17
(五)蒸汽產生端、分配及輸送端與回收端節能要點彙總.....	17





<b>五、汽電共生系統節能操作要項</b> .....	19
(一)過剩空氣比控制 .....	19
(二)給水溫度控制 .....	21
(三)使用節煤器提升給水溫度 .....	22
(四)排氣溫度控制 .....	23
(五)主蒸汽溫度控制管理 .....	25
(六)鍋爐沖放水計算 .....	26
(七)沖放爐水閃化再利用 .....	26
(八)蒸汽及冷凝回收管線保溫 .....	27
(九)蒸汽冷凝水回收 .....	27
<b>六、節能實例研討</b> .....	29
(一)送風機與引風機增設液壓連軸器 .....	29
(二)鍋爐沖放水連續排放及冷凝水回收 .....	30
(三)重油引擎廢熱回收利用 .....	31
(四)鍋爐空氣預熱器改善 .....	32
(五)修改鍋爐吹灰順序，減少吹灰蒸汽用量 .....	33
(六)鍋爐給水水質改善，減少鍋爐水連續排放 .....	34
(七)鍋爐給水泵揚程改善 .....	35
(八)鍋爐增設一次過熱器，提升鍋爐效率 .....	36
(九)鍋爐空氣量控制 .....	38
(十)自公用廠引入高壓蒸汽取代熱媒油鍋爐 .....	38



# 汽電共生系統種類說明



## (一) 汽電共生系統簡述

汽電共生系統可同時產生蒸汽與電力，在一工業區內需大量蒸汽及電力時，可興建汽電共生廠作為工業區內蒸汽與電力之供應者，其優點主要在於由業者自行籌建，評估工業區內實際蒸汽與電力用量，興建符合需求之規模，節省建廠支出；就近供應蒸汽與電力予製程廠，免除能源於輸送中所造成之損失；直接由蒸汽供應製程廠所需熱能，熱效率高可達52%以上。圖1為一般發電廠與汽電共生廠系統簡圖。

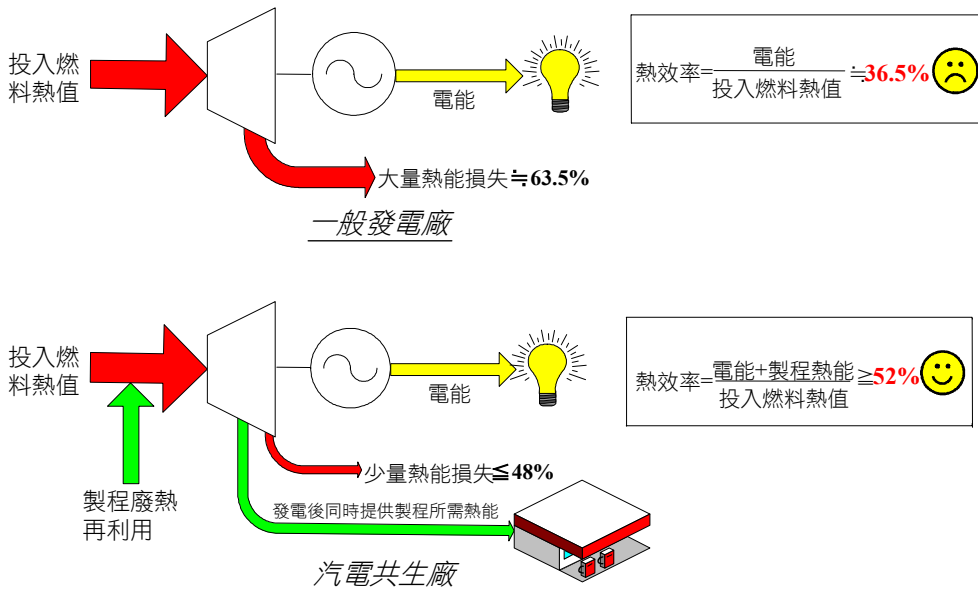


圖1 一般發電廠與汽電共生廠系統簡圖





## (二) 汽電共生機組與火力發電機組比較

### 1. 效率比較

表1 汽電共生與火力發電機組效率比較

	傳統火力發電機組	超臨界發電機組	汽電共生機組 <sup>1</sup>
熱效率	36.7%	39.5%	≥ 52%

### 2. 污染物減排效益

表2 汽電共生與火力發電機組

代號	項目	二氧化碳	硫氧化物	氮氧化物
A	無汽電共生系統 污染排放量(噸)	120,628,907	4,515	643,094
B	有汽電共生系統 污染排放量(噸)	108,320,737	3,797	580,660
C=A-B	污染減排量(噸)	12,308,170	718	62,434
D=C/A	污染減排比例(%)	10%	16%	10%
E	單位減量成本*(元/噸)	1,942	157,744	274,349
F=C*E	污染減排效益(百萬元)	23,902	113	17,129
	總污染減排效益(百萬元)	41,114		

### 3. 汽電共生系統種類

汽電共生系統依提供製程能源的先後不同，區分為「先發電式汽電共生系統」與「後發電式汽電共生系統」兩大類。分述如下：

<sup>1</sup>依經濟部頒佈之「汽電共生系統實施辦法」合格之汽電共生系統其熱效率須達52%以上，且其有效熱能產出比須大於20%以上。此係我國之規定，而其他各國依其國情及熱能利用狀態有不同之規定，例如中國大陸則規定熱效率為45%以上。



### (1)先發電式汽電共生系統

「先發電式汽電共生系統」又稱為「頂部循環汽電共生系統」(topping cycle)。初級能源(蒸汽)先用以發電，發電後之餘熱，再提供製程使用，汽電共生機組如背壓式汽輪發電機組、抽汽/冷凝式氣輪發電機組、汽渦輪發電單循環機組、汽渦輪廢熱鍋爐複循環機組、柴油引擎機組等均屬於此種先發電式汽電共生系統。此種形式之汽電共生系統較適用於一般較低溫之工業製程工廠使用。

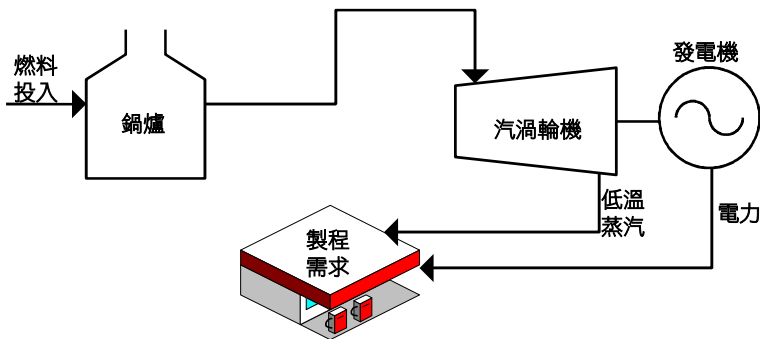


圖2 先發電式汽電共生系統

### (2)後發電式汽電共生系統

「後發電式汽電共生系統」又稱「底部循環汽電共生系統」(bottoming cycle)。初級能源先滿足製程熱能需求，再將排出之餘熱供發電之用，此種型式汽電共生系統適用於需要高溫蒸汽之製程工廠，例如玻璃製造廠、水泥廠、冶金工廠、化工廠等。

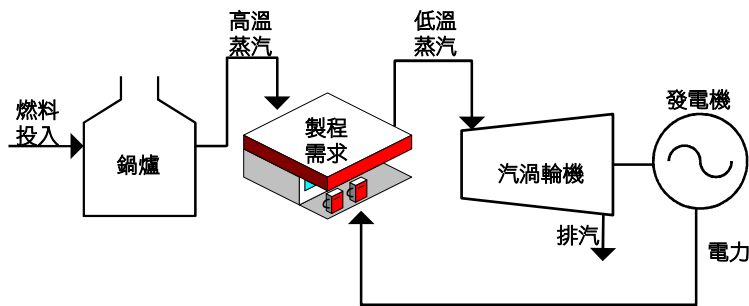


圖3 後發電式汽電共生系統

#### 4. 汽電共生系統組合及能源平衡

依照近年來能源局對合格汽電共生系統能源使用效率查驗，主要可區分為下列型態，其能源平衡模式亦分述如後：

##### (1) 背壓式汽電共生系統

表3 背壓式汽電共生機組之能源平衡

背壓式汽電共生機組之能源平衡	
項目	比例
鍋爐損失	8~12%
汽輪機及發電機損失	2~3%
電力輸出	28~33%
蒸汽熱能輸出	50~55%
總投入燃料	100%

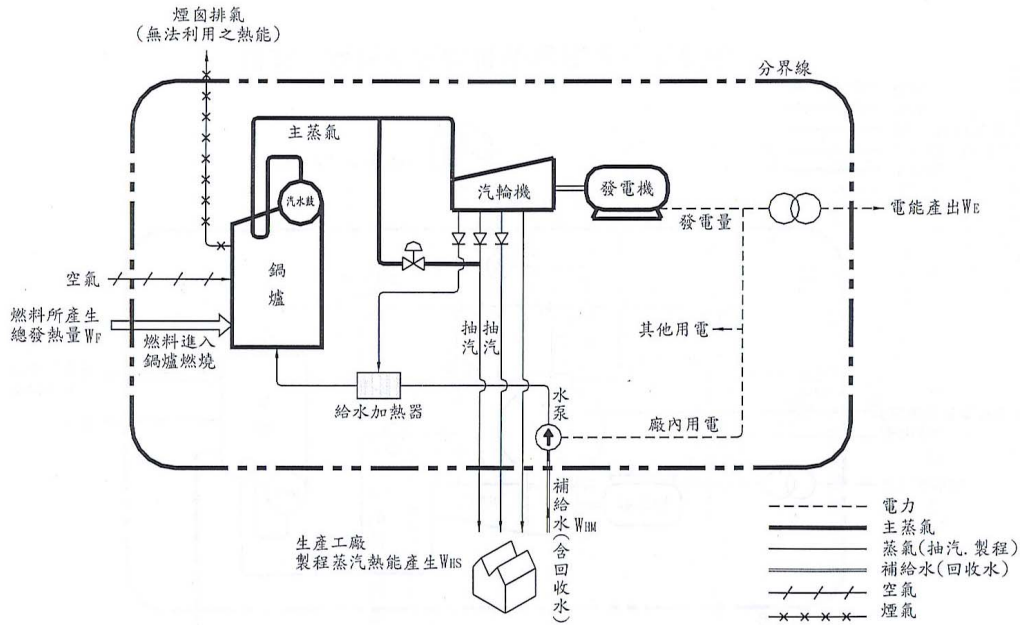


圖4 背壓式汽電共生系統



(2)凝汽式汽電共生系統

表4 凝汽式汽電共生機組之能源平衡

凝汽式汽電共生機組之能源平衡	
項 目	比 例
鍋爐損失	8~12%
汽輪機及發電機損失	3~5%
冷凝器熱損	15~35%
電力輸出	30~35%
蒸汽熱能輸出	10~35%
總投入燃料	100%

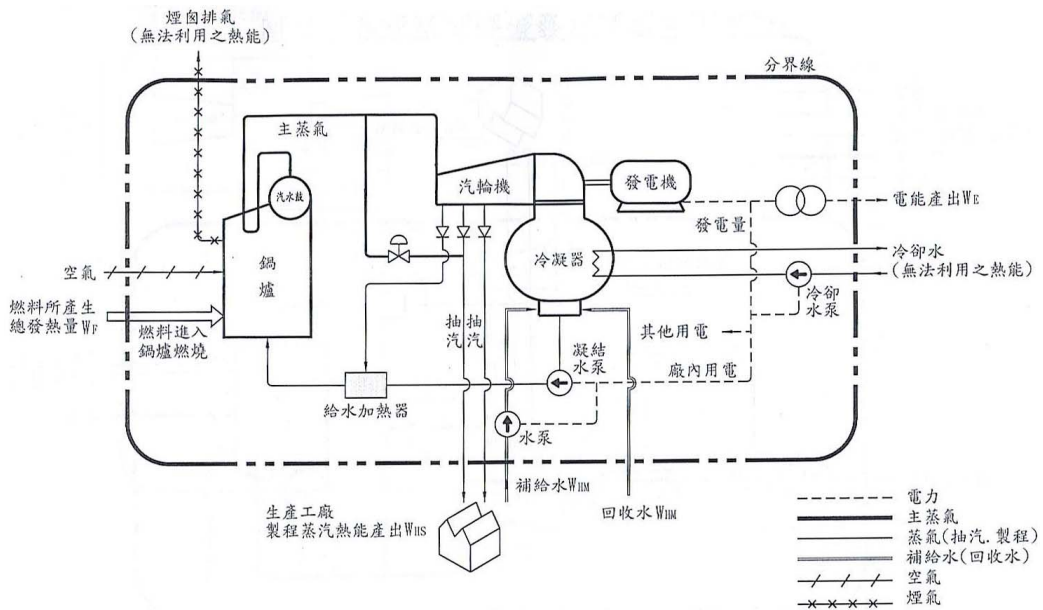


圖5 凝汽式汽電共生系統



(3) 複循環式汽電共生系統

表5 複循環式汽電共生機組之能源平衡

複循環式汽電共生機組之能源平衡	
項目	比例
排氣損失	10~20%
燃氣渦輪(汽輪機)及發電機損失	8%
冷凝器熱損	10~15%
電力輸出	35~55%
蒸汽熱能輸出	17~25%
總投入燃料	100%

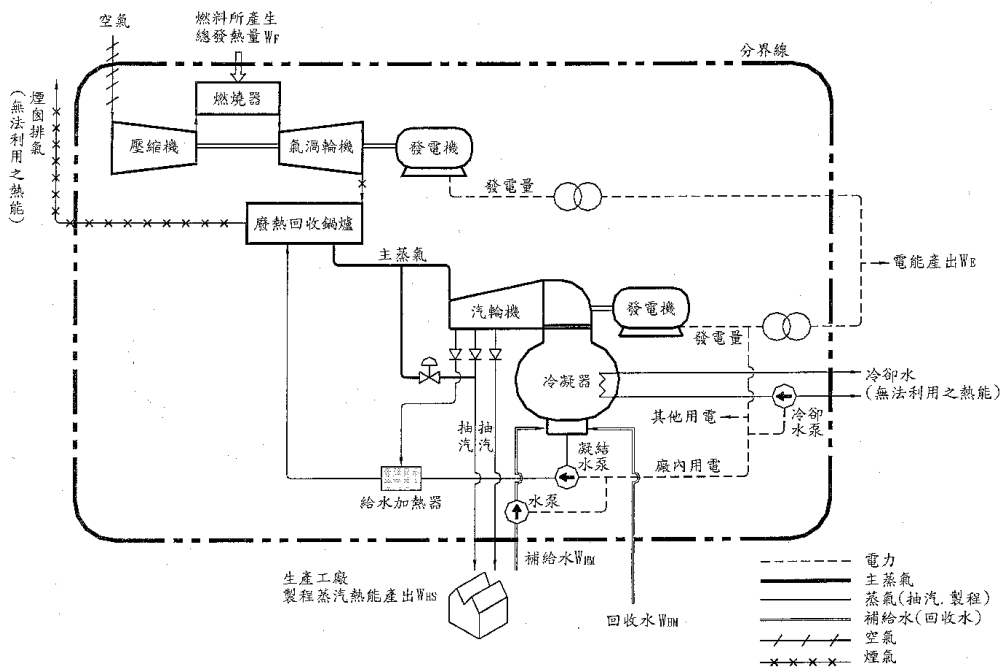


圖6 複循環式發電汽電共生系統



(4)柴油引擎汽電共生系統

表6 柴油引擎汽電共生機組之能源平衡

柴油引擎汽電共生機組之能源平衡	
項 目	比 例
排氣損失	8~14%
發電機損失	3%
熱回收設備損失	10~25%
電力輸出	30~40%
蒸汽(熱水)熱能輸出	10~35%
總投入燃料	100%

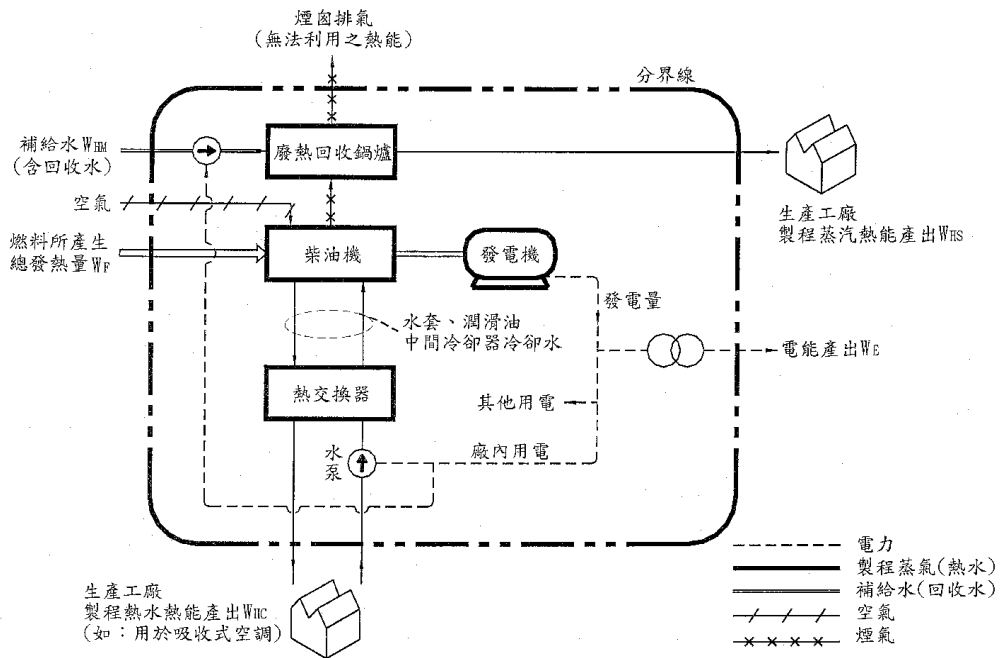


圖7 柴油引擎發電汽電共生系統



## 汽電共生政策說明

### (一)背景

我國自產能源缺乏，所需能源絕大部分均仰賴國外進口，為促進能源有效利用與彌補電力供應不足，經濟部於77年7月頒行「汽電共生系統推廣辦法」以鼓勵業者投資興建汽電共生設備，迄94年底，合格汽電共生系統裝置容量已達701.5萬瓩，占電力系統總裝置容量4,793萬瓩之14.6%，成效顯著。其主要原因，除政府大力推廣外，主要背景有：

- (1) 國內能源97%以上仰賴進口。
- (2) 國家政策導向，對產業節能及環保要求。
- (3) 產業需要雙重電源保障，減少營運風險。
- (4) 就地發電就地使用，減少綜合電業電源開發、輸配電投資及供電成本。
- (5) 分散式電源可以增加供電系統之穩定。

汽電共生系統係利用燃料或處理廢棄物同時產生電力及蒸汽之系統，對提高能源使用效率、分散電源、提高電力供應可靠度、減少污染及抑制二氧化碳排放，均有相當之效益，故為世界各國主要能源政策之一。尤其在2005年2月14日京都議定書生效之後，推廣汽電共生系統已成為世界各國主要之能源政策之一。



## (二)政策目標

汽電共生系統對於能源使用效率之提升助益很大，不但節約能源亦可減輕環境污染，且分散式電源對減少電力輸送損失及穩定電力系統均已獲致良好成效。94年6月全國能源會議，推廣汽電共生的成效獲得肯定，特別明訂溫室氣體減量政策方向，將持續推廣汽電共生系統作為主要政策之一，並且明確設定目標，全國汽電共生系統裝置容量將由94年的701.5萬瓩，提高到109年(西元2020年)的1,000萬瓩。

## (三)政策沿革

### 1.汽電共生系統推廣辦法

我國於77年7月訂定「汽電共生系統推廣辦法」，鼓勵民間設置汽電共生系統，明訂汽電共生系統之總熱效率 $>50\%$ 及有效熱能產生比 $>20\%$ 合乎標準者，得申請為合格汽電共生系統。

合格之汽電共生系統享有融資優惠、聯合設置、備用電力供電及餘電躉售保證等多項措施。

### 2.汽電共生系統實施辦法

經濟部推動汽電共生及民營電廠績效顯著，自91年起電力系統備用容量率首度超過 $15\%$ ，電力供應已較為充裕，故經濟部於91年9月依據「能源管理法」授權訂定「汽電共生系統實施辦法」，並同步廢止「汽電共生系統推廣辦法」。汽電共生實施辦法之內容要點如下：

- (1) 取消新設機組優惠購電，並依信賴保護原則對既設機組訂定優惠購電落日條款(火力、內燃機登記滿15年，氣渦輪、複循環10年)。
- (2) 因應技術提升，提高新設機組效率標準，由 $50\%$ 提高至 $52\%$ 。
- (3) 訂定新設機組售電容量不得超過裝置容量之半數。
- (4) 增設查驗機制。
- (5) 電業自由化後，台電即無躉購汽電共生餘電義務。



### 3.其他法律規定

#### (1)「能源管理法」相關規定：

「能源管理法」第10條：能源用戶生產蒸汽達中央主管機關規定數量者，應裝設汽電共生設備。

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。當地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。

前項收購餘電費率、汽電共生有效熱能比率與總熱效率基準及查驗方式之辦法，及裝設汽電共生之能源用戶與綜合電業相互併聯、電能收購方式、購電與備用電力費率及收購餘電義務之執行期間等事項之辦法，由中央主管機關定之。

#### (2)「電業法」相關規定

##### A.「電業法」第97條：

工礦廠商、農田水利、機關學校、醫院，有下列情形之一者，得置發電設備，專供自用：

- i. 當地無電能供應或供應不足，而預期在一年內無法增加供應者。
- ii. 有副產物可以利用者。
- iii. 供生產用之蒸氣可利用以發電者。
- iv. 電源供給絕對不能停止者。
- v. 購電成本超過自行發電成本，足以妨礙其業務發展者。

##### B.「自用發電設備登記規則」：

在此特別值得注意的是，政府對合格汽電共生系統有積極鼓勵的政策，相對的亦有消極的處罰規定。依據能源管理法第10條，能源用戶生產蒸汽達中央主管機關規定之數量者(目前規定為每小時產生100噸蒸汽以上者)應裝設汽電共生設備；同法第24條也明文規定，未遵行者處以罰鍰甚至停供能源之嚴厲處份。因此，就法律的層面看來，能源用戶使用蒸汽達一定法定(數量)要件時，設置汽電共生設備乃法律課以之義務；進而系統達一定效率標準時，合格汽電共生系統亦享有相對權利，為其政策目的之方法。



## 汽電共生市場狀況



### (一)現狀

依據經濟部能源局95年12月之統計資料，登記合格之汽電共生系統業者共有95家，合計總裝置容量為716.6萬瓩，其中又以石化產業使用最多，約占總裝置容量44.04%。圖8為歷年汽電共生與全國裝置容量發展趨勢比較。

表7 汽電共生裝置統計

行 業 別	家數	總裝置容量(瓩)	所佔比率%
食 品	9	68,850	0.96
化 織	11	827,624	11.55
紡 織	5	55,880	0.78
造 紙	9	230,861	3.22
石 化	11	3,156,263	44.04
塑 膠	7	947,523	13.22
基本化工	4	48,300	0.67
油氣煉製	4	505,000	7.05
水 泥	1	25,100	0.35
鋼 鐵	1	468,700	6.54
氣體燃料供應	1	500	0.01
汽電共生	2	116,400	1.62
公共行政服務	28	620,698	8.66
電 子	2	94,700	1.32
合 計	95	7,166,399	100

註：截至94年12月止合格汽電共生系統與台電公司簽訂售電合約者計有63家，售電尖峰保證容量258萬瓩。

## (二) 汽電共生歷年發展趨勢

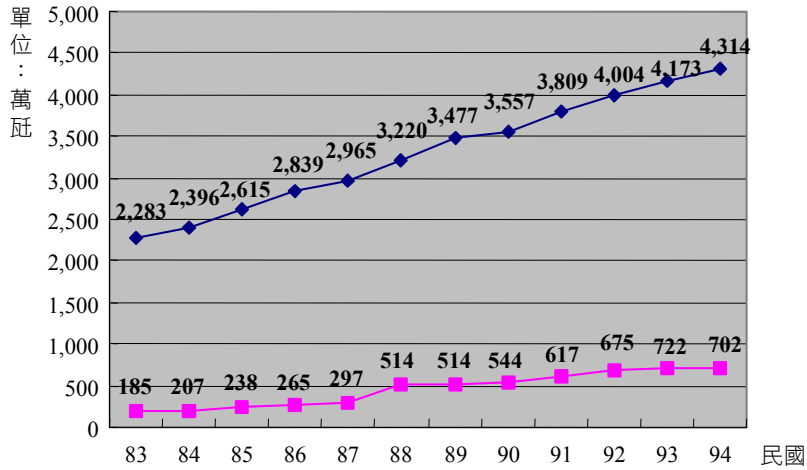


圖8 歷年汽電共生與全國裝置容量發展趨勢比較

## (三) 推廣汽電共生成效

80年因台電公司電源開發受阻，夏季備用容量率約僅5%，缺電問題嚴重(78至80年共限電27次)，故台電公司公告優惠價格收購合格汽電共生系統裝置容量20%範圍之餘電，擴大鼓勵汽電共生設置，以提升備用容量率及舒緩限電問題。圖9為歷年備用容量率與限電次數比較。

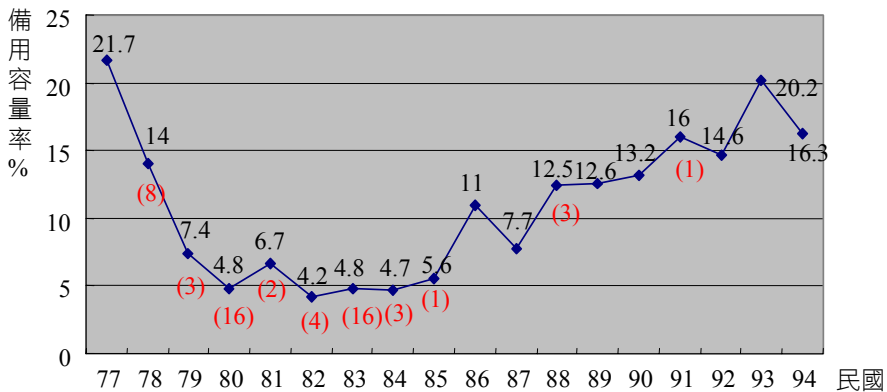


圖9 歷年備用容量率與限電次數比較



# 四

## 汽電共生系統操作特性



為瞭解汽電共生系統各部組成及探討系統效能之提升，可把汽電共生系統區分為：1.蒸汽產生(generation)；2.分配及輸送(distribution)；3.後端使用(end use)及4.回收(recovery)四類，其關連圖如圖10所示。

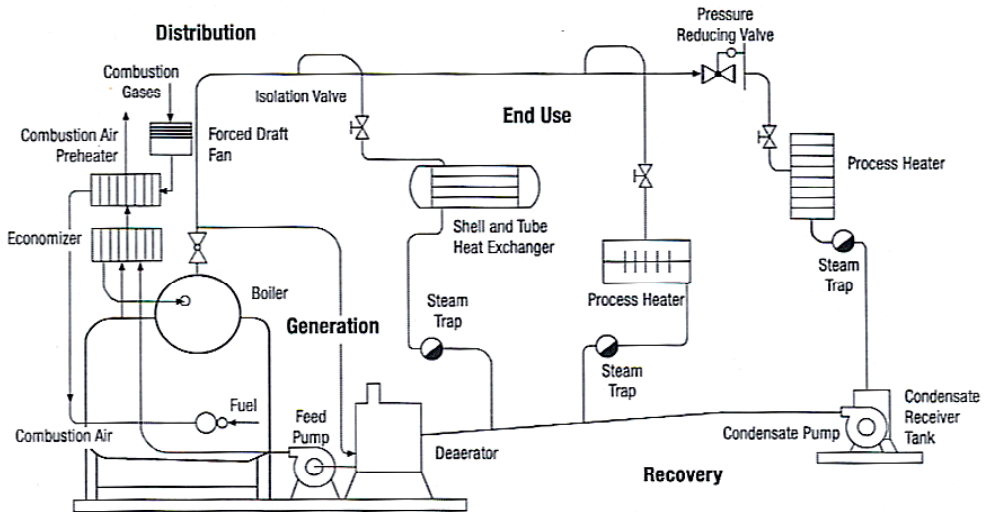


圖10 蒸汽系統各部關連圖

### (一)蒸汽產生(generation)

蒸汽由鍋爐或熱回收系統產生，並藉由熱量轉換方式，當水吸收足夠熱量，產生相的變化，由液態變為氣態即蒸汽之生成。汽電共生系統之型式，無論屬汽輪機發電、複循環發電或柴油(重油)引擎發電之汽電共生系統(如圖11、12及13所示)，則與此處蒸汽產生之原理並無二致，祇是汽電共生設備除了有蒸汽之產出(steam generation)，另則有電力的產出(power generation)。這裡我們所要關心的是，蒸汽產生後，須藉以分配及輸送(distribution)，將蒸汽送到後端使用者手上。



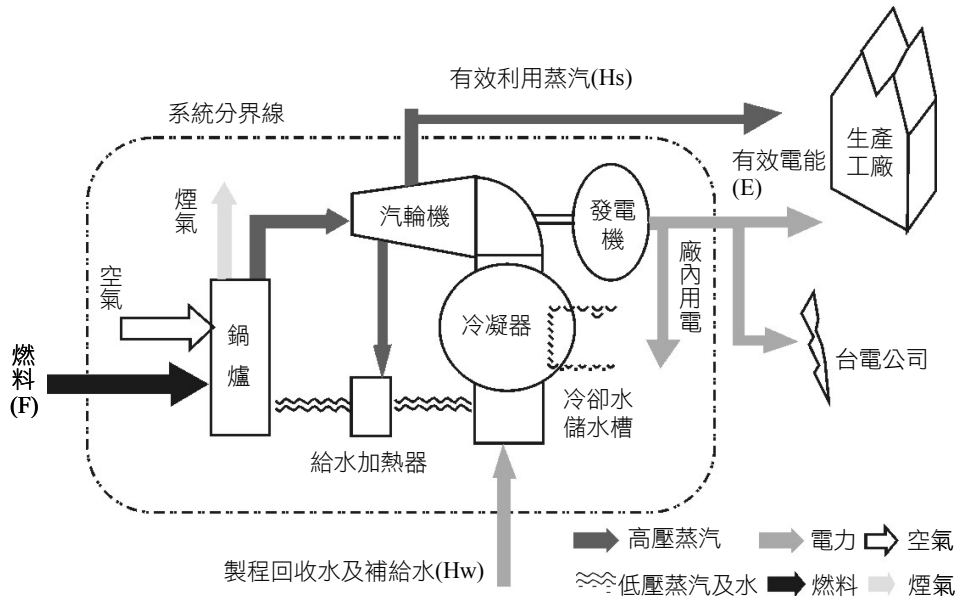


圖11 凝汽式汽電共生系統

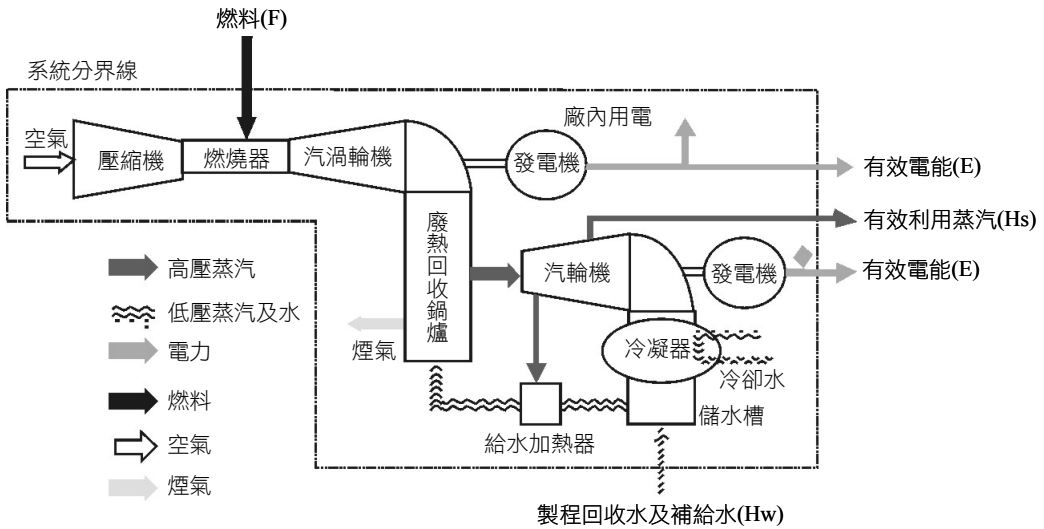


圖12 背壓式汽電共生系統

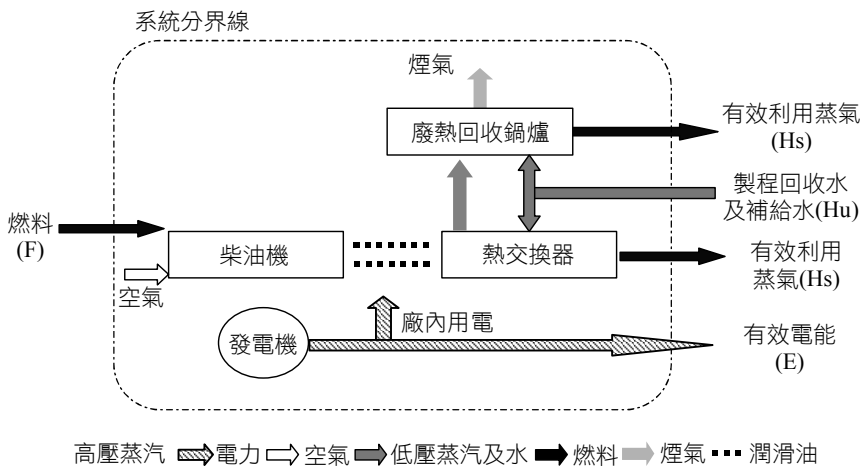


圖13 柴油機發電機汽電共生系統

## (二) 蒸汽分配及輸送(distribution)

蒸汽分配輸送設置，主要係由蒸汽產生端，將蒸汽分配並輸送到使用端。許多的蒸汽配輸送系統，雖然蒸汽產生為同一來源，但均可藉由逐層逐級的減壓站，區分為不同壓力蒸汽壓力等級，並分別各自設置隔離閥(isolation valve)及調壓閥。

在汽電共生機組中，同一汽輪機也可以有不同等級的抽汽背壓壓力，其操作時除應注意汽輪機背壓等之限制外，汽輪機抽汽供應生產所需之蒸汽，會先匯集於集汽櫃(steam receiver)並控制蒸汽一定品質溫度及壓力，再由輸送管線送出。集汽櫃的蒸汽來源，可以來自汽輪機抽汽或高壓蒸汽直接減壓管線，這樣的規劃主要功能係即使汽輪機機組異常或檢修時，祇要鍋爐持續運轉，則仍可確保蒸汽穩定供應。另外值得注意的是，在國內大型工業園區，蒸汽能整合規劃，在成本效益上優點很多，但蒸汽穩定的供應則非常關鍵，否則影響的層面會很大；且大型工業園區蒸汽壓力等級多，例如台塑麥寮工業區有129k-6k等6種不同蒸汽壓力等級，其系統會考量高壓蒸汽有支援低壓蒸汽之能力，採以逐級降壓方式，以避免降壓閥因壓差大產生快速磨耗，並可增加蒸汽調度之靈活。

總而言之，適當優異性能的蒸汽分配輸送系統，是對於後端使用者提供了數量穩定，有一定溫度壓力之高品質蒸汽作指標。另外，高效能的蒸汽分配輸送系統，則亦應具備有壓力平衡適當、良好冷凝滴水壺(drain pot)設計、適當保溫及有效壓力調節設備。

### (三) 蒸汽後端使用(end user)

工廠中蒸汽使用的用途很多，例如製程加熱、機構驅動、中和化學反應或碳氫化合物之分餾等製程。而常見的設備，則有熱交換器、汽輪機、分餾塔、乾燥器、分離器及反應槽等。

在熱交換器中，蒸汽主要將其潛熱(latent heat)等置換，並藉由卻水器冷凝後，冷凝水再收集到回收系統。在汽輪機中，高溫高壓蒸汽在汽輪機內膨脹做功使轉軸旋轉，用以推動泵浦、壓縮機及發電機。

在分餾塔中(fractionating tower)，蒸汽則可促進各種製程流體不同成份的分離。在去除不純物的應用上(stripping application)，蒸汽則用以”拉住”污染或不純物，使其使與原製程物分離。另外，蒸汽在許多製程反應中則為補水來源，例如甲烷煉製氫氣的製程。

表8 產業界常用之蒸汽設備及用途

設備	用途	主要產業
冷凝器(condenser)	汽輪機操作	煉鋁、化學、木製品加工、玻璃、金屬鑄造、石化煉製及鋼鐵業
蒸餾塔 (distillation tower)	蒸餾、精餾製程	化學及石化煉製業
乾燥器(dryer)	乾燥	化學及木製品加工業
蒸發器(evaporator)	蒸發、精煉	化學、木製品加工及石化煉製業
換熱器度 (process heat exchanger)	烷化、製程空氣(水)、廢器回收、貯槽加熱、催化	煉鋁、化學、木製品加工、玻璃、金屬鑄造、石化煉製及鋼鐵業
再熱鍋爐(reboiler)	精餾、分餾	石化煉製
轉換(reforming)	氫氣生產	化學及石化煉製業
分離(separator)	成份分離	化學、木製品加工及石化煉製業
蒸汽噴射器 (steam ejector)	冷凝器操作、真空蒸發器	煉鋁、化學、木製品加工、玻璃、金屬鑄造、石化煉製及鋼鐵業
蒸汽注入器 (steam injector)	攪拌器、彎製機及加熱器	化學、木製品加工及石化煉製業
汽輪機(steam turbine)	動力廠、輕油煉解、壓縮機動力、泵浦動力、鍋爐給水加壓泵動力	煉鋁、化學、木製品加工、玻璃、金屬鑄造、石化煉製及鋼鐵業
去除器(stripper)	蒸發(粗餾或真空單元)、催化裂解、瀝青製程、觸媒轉換、成份去除、成份分離、精餾、氫氣製程、潤滑油製程	化學及石化煉製業
蒸汽增壓器 (thermocmpressor)	乾燥、蒸汽增壓	木製品加工



#### (四) 蒸汽回收(recovery)

蒸汽冷凝回收系統，通常會藉由冷凝收集槽將冷凝水送回原鍋爐之補水系統中；有些設計，則把補水、冷凝回收槽及水質處理添加劑，一併於脫氧器中進行。為確保鍋爐水質穩定，從冷凝水收集槽經由泵浦加壓輸送到脫氧器(deaerator) 中進行除氧及確保沒有冷凝殘留氣體；接者，則是由鍋爐給水泵，加壓到並進入鍋爐中完成循環。

#### (五) 蒸汽產生端、分配及輸送端與回收端節能要點彙總

表9 蒸汽產生端、分配及輸送端與回收端節能要點彙總

觀察指標	內 容
蒸汽產生(generation)	
鍋爐最佳過剩空氣量	減少由煙囪排出的熱損，俾使燃燒的熱量能充份有效的由蒸汽所吸收。(過剩空氣量通常隨不同燃料有別，固體燃料1.15~1.2，液體燃料1.1~1.15，氣體燃料1.05~1.1)
鍋爐傳熱元件表面清潔	俾以提升熱傳速率
安裝鍋爐渣排氣熱回收設備	對排放氣體之熱能儘予回收利用，例如給水省煤器、空氣預熱器等。
改善鍋爐水質處理減少連續沖放水量	改善水質處理減少鍋爐水中之溶解物，以減少鍋爐爐水沖放量。
鍋爐爐水沖放之熱能及水資源回收	鍋爐沖放水經閃汽槽後，可分為低壓蒸汽及飽和水，二者都應回收利用。
鍋爐耐火材及保溫材之維護	減少直接由鍋爐本體散逸出之熱損。
脫氧器排氣率之最佳化	降低蒸汽散逸損失



表9 蒸汽產生端、分配及輸送端與回收端節能要點彙總(續)

觀察指標	內 容
蒸汽之分配及輸送(distribution)	
管線洩漏維修	降低蒸汽洩漏損失
最小蒸汽排放控制	降低蒸汽洩漏損失
確保蒸汽管線、閥、各管 件及容器均有良好保溫	減少由管線或設備表面造成熱損。
改執行有效的卻水器維護 巡檢計畫	降低蒸汽洩漏入冷凝水的情形，並確保後端蒸汽使用設備的傳熱 效率。
隔離未使用管線或設備	使管線或設備表面熱損降到最低。
使用抽汽背壓汽輪機來取 代減壓閥	採以更有效率的方法，由高壓蒸汽降至所需低壓蒸汽等級。
回收(recovery)	
最佳化的冷凝水回收設計	冷凝水回收可以減少補充水量，節約能源及減少處理藥劑之費用。
使用高壓冷凝水供應低壓 蒸汽使用	高壓冷凝水閃汽後可製成低壓蒸汽使用。



# 五

## 汽電共生系統節能操作要項



### (一) 過剩空氣比控制

過剩空氣量太多造成熱源排放的浪費，太少則會燃燒不完全，造成燃料浪費。以固體燃料而言，過剩空氣量應控制在15~20%之間；液體燃料一般在10~15%之間；氣體燃料一般在5~10%之間。一般可以用鍋爐出口O<sub>2</sub>含量來確認過剩空氣量控制是否恰當，以固體燃料而言應控制在2.8~3.5%之間；液體燃料控制在1.9~2.8%之間；氣體燃料則控制在1~1.9%之間。可參考下圖14與圖15來對過剩空氣量來進行調整，調整方法如後說明。

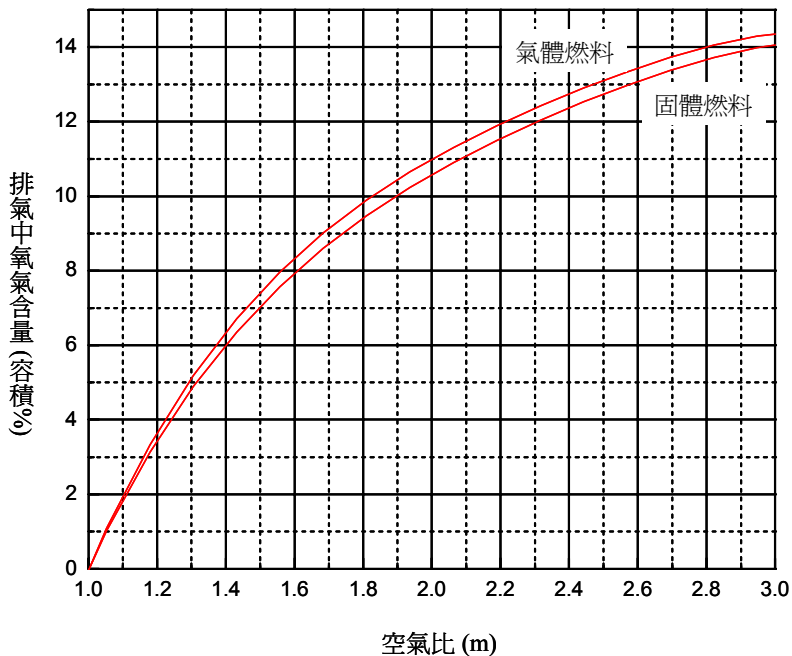


圖14 排氣含氧量與空氣比之關係

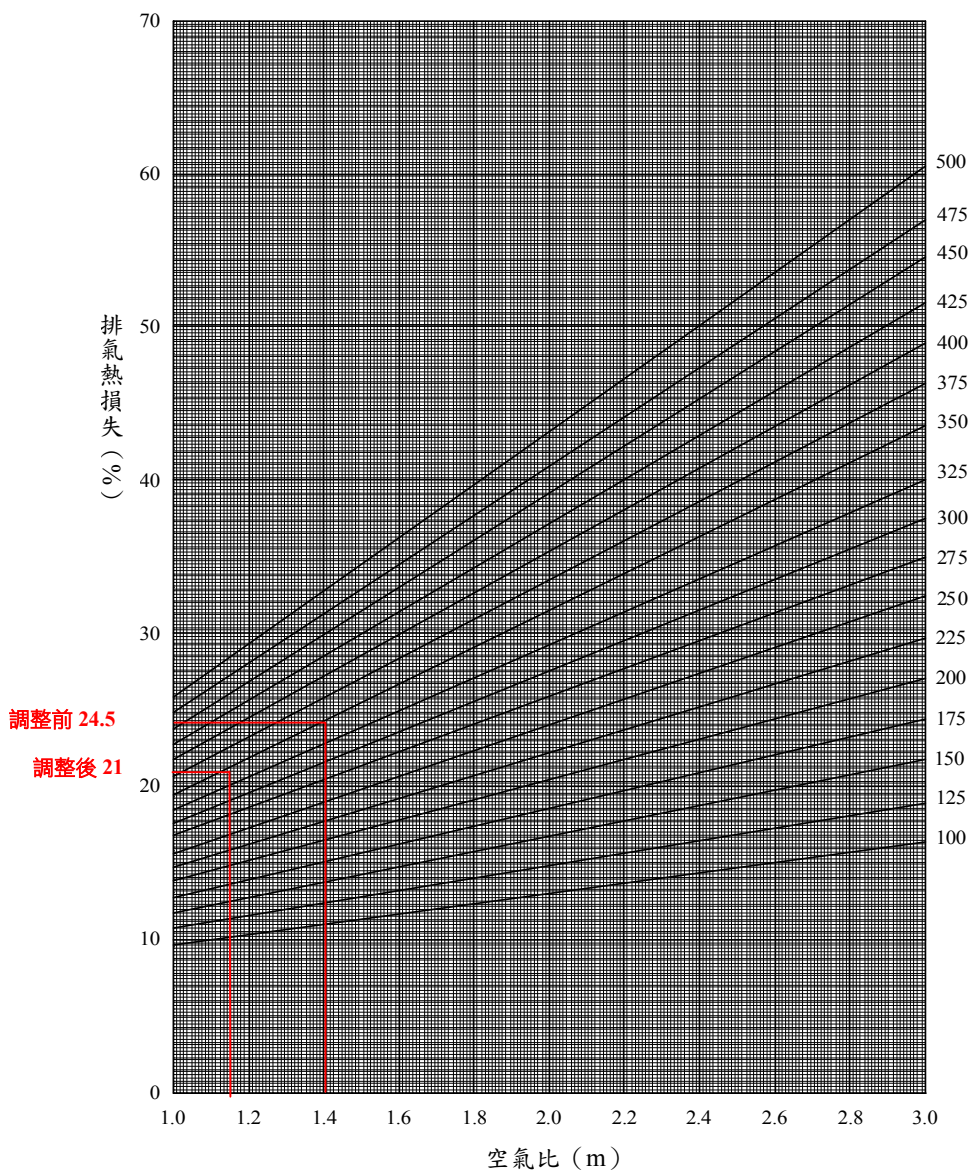


圖15 空氣比與排氣溫度差對排氣熱損失之關係

過剩空氣量調整範例說明：

- (1) 調整前：假設一燃煤鍋爐檢測排氣含氧量為6%，對照圖14之關係圖，得知該鍋爐燃燒時採用之空氣比為1.4。鍋爐排氣溫度為375°C，大氣溫度25°C，兩者



溫度差為 $350^{\circ}\text{C}$ ，對照表9，排氣熱損失為約24.5%。

- (2) 調整後：若將空氣比調整為上述建議之1.15，則排氣熱損失降為約21%，對照圖14可得排氣含氧量須控制在3%。

## (二)給水溫度控制

汽電共生系統的鍋爐給水溫度是用給水加熱器來提升，給水加熱器的熱量來源則是由蒸汽渦輪機抽汽供應，一般而言大型汽電共生系統鍋爐給水加熱器共有四個，其中間接加熱器有三個，分別為低壓給水加熱器、NO.1高壓給水加熱器、NO.2高壓給水加熱器；開放式加熱器則有一個為脫氧器。這四個加熱器的蒸汽來源除了NO.1高壓給水加熱器使用蒸汽渦輪機第三段抽汽控制閥來控制抽汽，抽汽壓力不隨發電負載變化外，其餘的加熱器均會因為發電降載運轉，而有可能達不到設定的加熱溫度，因而降低鍋爐熱效率及增加發電熱耗率。

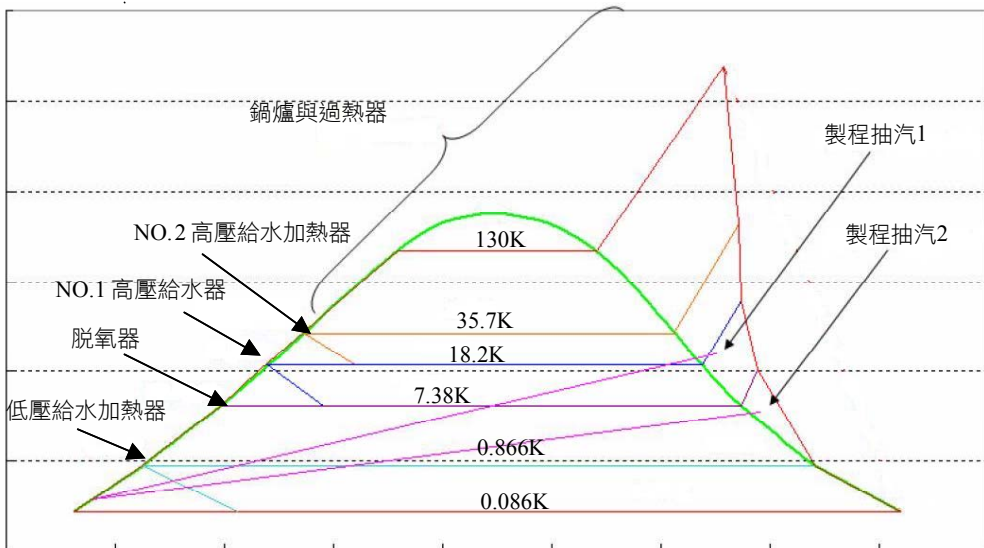


圖16 大型汽電共生系統溫度-熵圖



流程說明：

由圖16看出，NO.2高壓給水加熱器抽用 $35.7 \text{ kg/cm}^2$ 之抽汽潛熱加熱鍋爐給水，熱交換後之冷凝水送至NO.1給水加熱器繼續利用冷凝水顯熱；NO.1高壓給水加熱器抽用 $18.2 \text{ kg/cm}^2$ 之抽汽潛熱加熱鍋爐給水，加熱後之冷凝水回收至脫氧器作為給水補充及加熱之用；脫氧器除接受NO.1高壓給水加熱器之冷凝水外，也抽用 $7.38 \text{ kg/cm}^2$ ；低壓給水加熱器則抽用 $0.866$ 之蒸汽 $\text{kg/cm}^2$ 。

由上述溫度-熵圖可得到以下結論：

- (1) 越多段給水加熱器可提高鍋爐入口節煤器ECO之飼水溫度，使所需之給水蒸發潛熱越低，以相同鍋爐傳熱面積而言，鍋爐的效率越高。
- (2) 給水溫度的提高，經鍋爐及過熱器加熱後之主汽過熱度也越高，以朗肯循環(Rankin Cycle)理論而言，汽渦輪機作功面積加大，因此相同主汽量可發之電量也越大，發電熱耗率相對地獲得降低。

### (三)使用節煤器提升給水溫度

利用鍋爐排氣高溫尾氣作預熱鍋爐給水，可提昇鍋爐給水溫度至 $200^\circ\text{C}$ 以上。以熱傳效果考量，節煤器較空氣預熱器為佳，節煤器是氣液之熱交換，熱傳係數為空氣預熱器的2倍。相對其熱傳面積可減少一半。節煤器之性能常是影響鍋爐整體效率之關鍵，因為節煤器是氣/液之熱交換，熱傳係數為空氣預熱器的2倍，相對其熱傳面積可減少一半。節煤器入口水溫與系統熱耗率之關係，參考圖17所示。

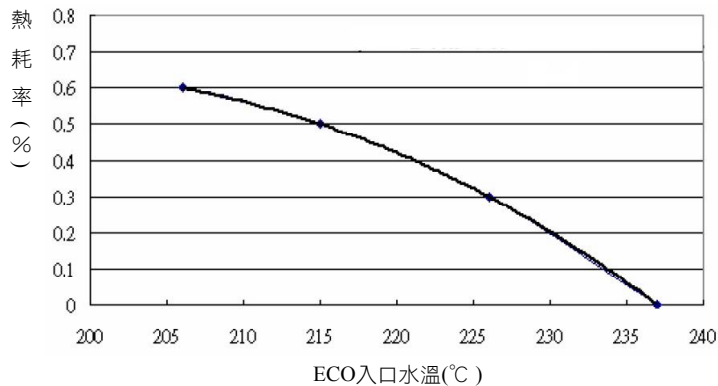


圖17 節煤器入口水溫與系統熱耗率之關係



#### (四) 排氣溫度控制

排氣溫度是決定鍋爐熱損失之重要因素之一，排氣溫度太高，隨排氣排放至大氣中之熱量就愈大，熱損失也愈高。所以在鍋爐後半部均設有省煤器及空氣預熱器等裝置來回收熱量，降低排氣溫度。但如排氣溫度低於煙氣之露點(Dew Point)時，則其中之水汽開始凝結為水滴，此時若所採用之燃料含硫成分，則在煙氣中會產生硫氧化物，並與凝結水結合成硫酸，將嚴重危害空氣預熱器之低溫段及其下游之煙道設備。一般而言，硫氧化物會使排氣之露點較理論值為高，故凡燃燒含較高硫份之燃料時，其煙氣溫度之設定須較高。可參考下表圖18、圖19與圖20來對不同硫含量之燃料，燃燒後酸露點溫度進行估算，估算方法如後說明。

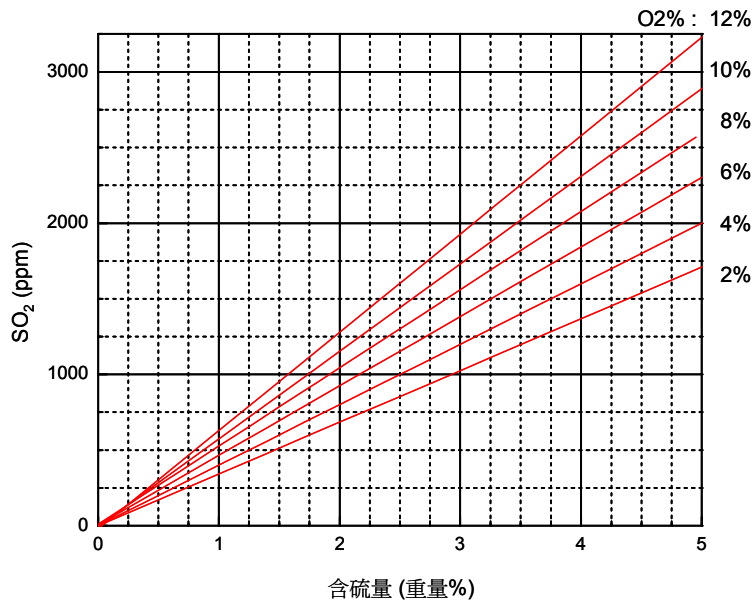


圖18 燃料含硫量與煙氣中SO<sub>2</sub>含量之關係

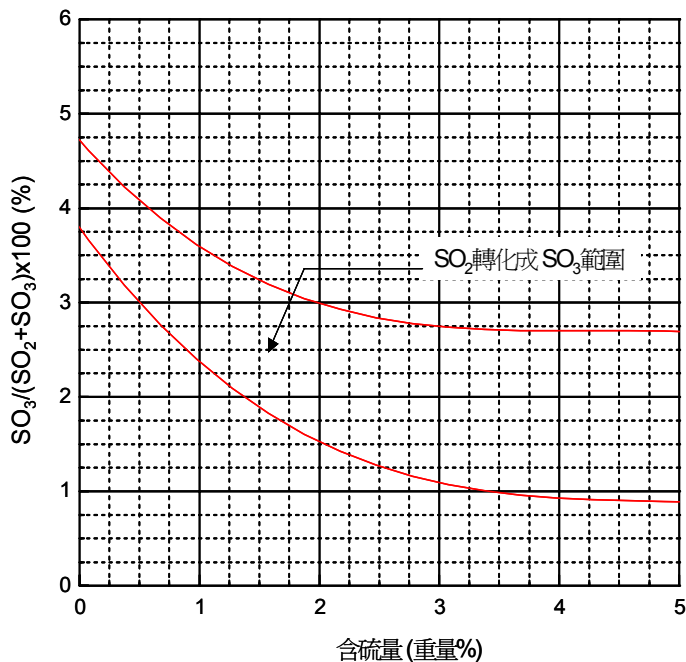


圖19 燃料含硫量與煙氣中SO<sub>3</sub>含量比例之關係

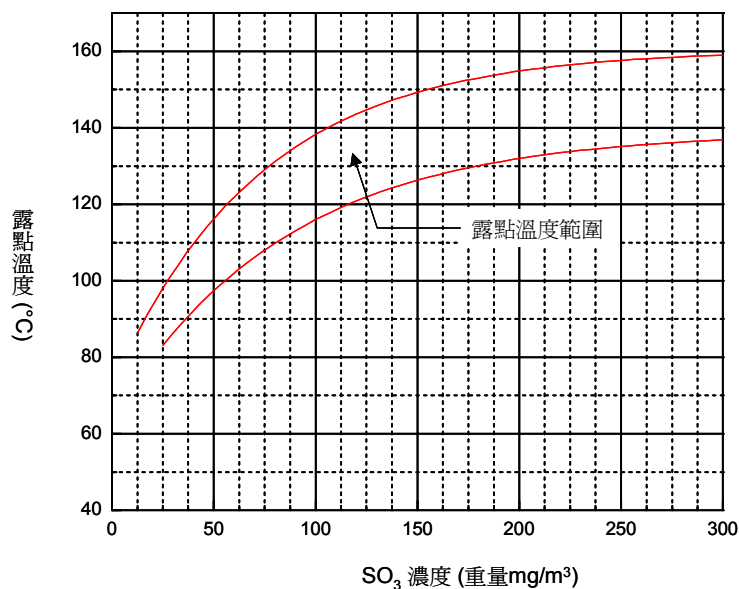


圖20 煙氣中SO<sub>3</sub>含量與酸露點溫度之關係



酸露點溫度計算範例說明：

某燃料中含硫量為2%，煙氣含氧量為8%，由圖18得知煙氣中的SO<sub>2</sub>含量為1050ppm；由圖19得知SO<sub>3</sub>佔SO<sub>2</sub>+SO<sub>3</sub>比例約1.5%~3%，所以SO<sub>3</sub>含量為16~32.5ppm；將SO<sub>3</sub>濃度換算成重量濃度計算如下：

$$SO_3(\text{mg}/\text{M}^3) = \frac{SO_3\text{體積濃度} \times SO_3\text{分子量}}{\text{標準空氣體積}} = \frac{(16 \sim 32.5) \times 80}{24.5} = 52 \sim 106(\text{mg}/\text{M}^3)$$

對照圖20，煙氣露點溫度為100~140°C。所以煙氣溫度須控制在140°C以上以避免露點腐蝕之情形。

## (五)主蒸汽溫度控制管理

蒸氣渦輪機之主蒸汽進汽溫度會隨鍋爐升降載而有所變動，而蒸汽溫度也會影響其作效率。一般而言，主蒸汽溫度越高熱耗率越低(熱效率越高)；反之，則熱耗率越高。參考以下圖21：

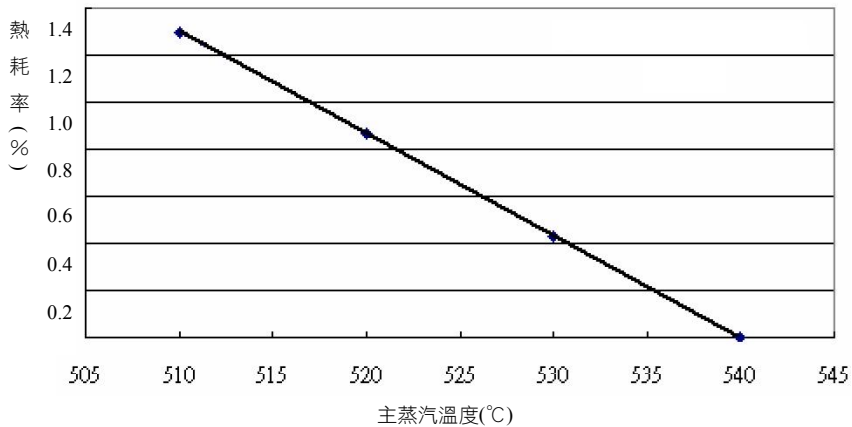


圖21 主蒸汽溫度與系統熱耗率關係

## (六)鍋爐沖放水計算

蒸汽鍋爐汽鼓之鍋爐水需作連續排放，以避免爐水中過多藥品沉積與雜質，造成爐水carryover影響蒸汽品質，但隨著鍋爐沖放水之增加，所造成的排放損失也隨之加大，所以爐水沖放量需審慎控制以達兼顧蒸汽品質與節能之雙重目標。以下列出簡易之鍋爐沖放水排放量之計算方法以供參考：

$$(1)Q = F \times \frac{C_1}{C_2} \quad \text{或} \quad (2)Q = S \times \frac{C_1}{C_2 - C_1}$$

Q：鍋爐沖放水量

F：鍋爐給水流量

S：蒸汽流量

C1：鍋爐給水總固體物或導電度

C2：爐水允許最高總固體物或導電度

## (七)沖放爐水閃化再利用

沖放爐水屬高壓飽和水，其熱焓值相當高，若直接沖放排出，浪費大量熱能及水量，實為可惜。增設閃化槽可將高壓飽和水降壓，高壓飽和水於閃化槽中因膨脹而轉變為低壓飽和蒸汽(稱之為閃化)，經閃化後之蒸汽可再回收至開放式加熱器(脫氧器)，以減少鍋爐補給水量及提升給水溫度減少能耗；另閃化後仍有部分沖放水無法閃化，仍以飽和熱水留存於閃化槽內，此部分之熱水含有高濃度之藥品殘留及固體物等雜質，無法直接回用給鍋爐補水，然可將此部分之熱水導至MgO製程，作為MgO苛化成Mg(OH)<sub>2</sub>之加熱源；或可將熱水導至冷凝水加熱器，作為冷凝器出口之冷凝水加熱用。表10為冷凝水壓力等級與閃化率對照表。

表10 冷凝水壓力等級與閃化率對照表

高壓冷凝水閃化作用				
高壓冷凝水壓力 等級(psig)	閃化率(%)			
	低壓蒸汽(psig)			
	50	30	15	8
200	10.4	12.8	15.2	17.3
150	7.8	10.3	12.7	14.9
100	4.6	7.1	9.6	11.8
75	2.5	5.1	7.6	9.9



## (八) 蒸汽及冷凝回收管線保溫

未設置保溫的蒸汽及冷凝回收管線，是浪費能量很大來源之一。通常設置保溫的管線比不設保溫者，約可減少90%的熱損，且能確保適當溫度、壓力之蒸汽輸送至工廠設備中使用。此處需注意的是，無論基於安全或節能考量，表面溫度大於120°F之設備或管路均需要保溫，如鍋爐本體表面、蒸汽、冷凝回收管線及其管件等。

在管線洩漏保溫材浸濕情形下，保溫材修復作業具相當危險性。因此，洩漏源先確定與排除後才進行保溫材之更換，是必要遵守的工作程序。而保溫材浸濕情形，則不外乎管件等或其相鄰設備發生洩漏。另外，在保溫作業完成後，如果其熱通量有變化時，則蒸汽系統會受到相關影響。表11為未設置保溫管線之熱量損失之數值。

表11 管線未保溫之熱損對照表

管線未保溫每100feet(30.5m)之熱損( $10^6$ Btu/yr)				
管線公稱	管線壓力等級(psig)			
	15	150	300	600
1"	140	285	375	495
2"	235	480	630	840
4"	415	850	1,120	1,500
8"	740	1,540	2,030	2,725
12"	1,055	2,200	2,910	3,920

## (九) 蒸汽冷凝水回收

蒸汽透過熱交換器將熱能移轉到生產製程後，蒸汽會由汽態轉為液態，此現象稱之為冷凝。一般冷凝下來之冷凝水仍具有一定溫度，回收蒸汽冷凝水回收至鍋爐系統中，可有效提高鍋爐給水溫度與減少鍋爐補給水量等優點，是一種成效顯著的節能方法。

把冷凝水回收到鍋爐系統中有許多優點。主要是愈多冷凝水可回收，則表示可減少鍋爐補給水量，減少燃料投入及減少化學藥品處理費用；其次，減少冷凝水之排放，則相當減少廢水處理費用。尤其，冷凝熱水回收節省燃料成效很大，因為按蒸汽不同壓力等級其飽和水溫度通常約在130°F以上，而補充水溫度約



50~60°F，其間之差異則是減少燃料加熱之範圍。

由圖22簡單算式可知，回收溫度愈高之蒸汽冷凝水代表冷凝熱回收率愈高，例如回收冷凝熱水在180°F時(蒸汽壓力100psig)，熱回收率為10.7%；但如果回收熱水溫度可達225°F，則熱回收率可升至15%。

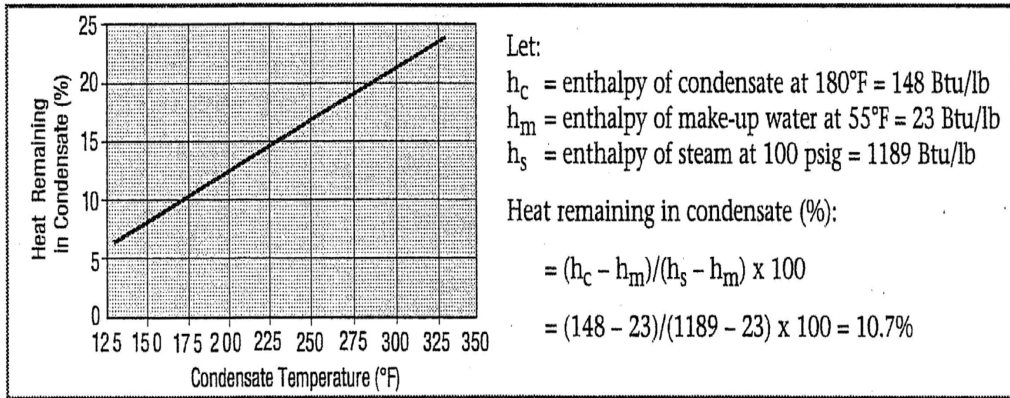


圖22 冷凝水溫度與熱回收率



# 六

## 節能實例研討



### (一)送風機與引風機增設液壓連軸器

#### 1.改善前說明：

汽電共生廠設計、請購風車時，在為了達到提供足夠風量及風壓的考量下，會依據鍋爐全負載運轉狀況，再提高風量15%與風壓提高32%，作為風車的請購規格。但汽電共生廠運轉會受到製程蒸汽需求量及電力用量而有所變化，在製程廠電力及蒸汽需求量下降時，汽電共生廠會將鍋爐實施降載的動作，此時負載能力可能降低為全負載50%。而控制風車負載的方法常用風門開度控制，事實上此方法在控制風量及風壓上不甚容易，而且最大的缺點是耗電量大。

#### 2.改善措施：

增設液壓連軸器利用液壓油的多寡改變風車轉速，來達到節省電力之目的。一般來說改變風車轉速的方法尚有加裝變頻器一法，但變頻器增設費用較液壓連軸器多出一倍餘，所以選用液壓連軸器作為調整風車轉速較為適當。

#### 3.改善效益：

下表12、13以額定蒸汽量為350T/H之鍋爐為例，估算鍋爐引風機與送風機於滿負載及低負載情況下，採用液壓連軸器後之節能效果。







表12 鍋爐引風機採用連軸器前後採善效益

	改善前 (風門控制)			改善後 (液壓連軸器控制)			耗電 量差	耗電 比例	運轉時數		耗電費用差 (電費1.5元/kWh)	
	主汽量	電流	耗電量	主汽量	電流	耗電量					仟元/月	仟元/年
滿載	363	293	1,440	365	253	1,244	197	86%	360	4,080	106	1,203
低載	280	284	1,396	280	218	1,072	324	77%	384	4,680	187	2,277
合 計									744	8,760	293	3,481

表13 鍋爐送風機採用連軸器前後採善效益

	改善前 (風門控制)			改善後 (液壓連軸器控制)			耗電 量差	耗電 比例	運轉時數		耗電費用差 (電費1.5元/kWh)	
	主汽量	電流	耗電量	主汽量	電流	耗電量					仟元/月	仟元/年
滿載	373	125	614	373	108	531	84	86%	360	4,080	45	511
低載	235	98	482	235	57	280	202	58%	384	4,680	116	1,415
合 計									744	8,760	161	1,926

由表12、13得知，採用液壓連軸器確實可以減少引風機及送風機之耗電量，尤其是在低負載的節能效果更為顯著。

## (二)鍋爐沖放水連續排放及冷凝水回收

### 1.改善前說明：

鍋爐沖放水連續排放至3kg/cm<sup>2</sup>閃汽槽，將蒸汽閃化後回收至除氧器使用，高溫冷凝水(143℃)則直接由閃汽槽排放，造成能源浪費。

### 2.改善措施：

3kg/cm<sup>2</sup>之高溫冷凝水匯集後，送至位在冷凝水槽前端入口處之冷凝水加熱器中，作為冷凝器出口之冷凝水加熱用，以提高鍋爐補給水溫度；經熱交換後之高溫冷凝水溫度由143℃降至50℃以下，再行排至冷卻水塔做為補充水之用。



### 3. 節能效益：

- (1) 鍋爐產汽量=300噸/時  
 爐水沖放比例=3%  
 閃化後冷凝水比例=70%  
 可利用之冷凝水量= 300噸/時×3%×70%= 6.3噸/時
- (2) 冷凝水熱回收量=冷凝水量×熱交換前後溫度差×年轉時數  
 =6.3噸/時×(143°C-50°C)×8,000時/年=4,687,200,000KCAL/年
- (3) 節省燃料量=冷凝水熱回收量÷燃料油熱值  
 =4,687,200,000KCAL/年÷9,200KCAL/公升  
 =510公秉/年
- (4) 節省燃料費用=重油單價×節省燃料量  
 =8,000元/公秉×510公秉  
 =408萬元/年

### (三) 重油引擎廢熱回收利用

#### 1. 改善前說明：

回收重油引擎發電機所排放之高溫廢氣至廢熱回收鍋爐，廢熱回收鍋爐所產生之蒸汽則供給製程廠使用。但有一座3T/H，6~7 kg/cm<sup>2</sup>之蒸汽，因供給不穩定而停用，目前是以直接排放之方式將蒸汽排出。

#### 2. 改善措施：

將廢熱鍋爐產生之3T/H，6~7kg/cm<sup>2</sup>蒸汽，重新配管接至鍋爐除氧器使用。

#### 3. 節能效益：

- (1) 節省熱能=蒸汽熱焓×蒸汽排放量×年運轉時數  
 =600千卡/kg × 3,000 kg/小時× 3,500小時/年  
 =6.93×10<sup>9</sup>千卡/年



- (2) 節省燃料量=節省熱能÷燃料油熱值  
=6.93×109千卡/年÷9,200千卡/公升  
=735公秉/年
- (3) 節省燃料費用=節省燃料量×燃料油單價  
=735公秉/年×8,000元/公秉=588萬元
- (4) 投資費用：增加配管費用約50萬
- (5) 回收年限：50萬÷588萬=0.1年

#### (四)鍋爐空氣預熱器改善

##### 1.改善前說明：

產汽量90噸/h之鍋爐排氣經節熱器及空氣預熱器後，溫度仍有161℃，排氣溫度略嫌偏高，排氣熱損失較大。

##### 2.改善措施：

在考量避免煙氣酸露點發生之情況下，加大空氣預熱器熱回收設備容量，使排氣溫度降至130℃左右，約可提高鍋爐效率1.5%。

##### 3.節能效益：

- (1) 燃煤節省量=鍋爐產汽量×每噸蒸汽產出煤耗量  
×年運轉時數×鍋爐效率提升率  
=90t/h×0.12噸煤/每噸蒸汽×8,700h/年×1.5%  
=1,409噸燃煤/年。
- (2) 節省燃料費用=1409噸燃煤/年×2200元/噸燃煤=310萬元/年



## (五)修改鍋爐吹灰順序，減少吹灰蒸汽用量

### 1.改善前說明：

(1) 汽電鍋爐在運轉中因使用燃料為煤炭，故在水牆管、過熱器管等地方會有煤渣煤灰之積存，造成傳熱效果不佳，所以要進行清除動作以維鍋爐性能，一般清除煤灰渣之方法為使用蒸汽沖吹去除。

(2) 一般蒸汽吹灰時機可以下列現象作為判斷依據：

一次過熱器蒸汽溫度上升及主汽產量減少－發生此種情形即顯示鍋爐水牆管已有灰渣積存，熱交換效果降低，水牆管內之水吸收熱量變少，造成主汽產量減少；因熱交換效果降低，燃燒後煙氣溫度上升，高溫煙氣流至過熱器管使管內之過熱蒸汽溫度上升。

節煤器出口燃氣溫度上升－如上所述，爐內灰渣積存使燃氣之熱交換率下降，造成鍋爐節煤器出口之燃氣溫度上升。

(3) 吹灰週期－汽電鍋爐共有18支吹灰器，每8小時各吹灰器吹灰一次，每次吹灰消耗之蒸汽量為6噸/8hr。

(4) 除灰次數愈多對於傳熱管的磨耗也會加速變薄，而在歲修期間必須測量管排厚度若有異常必須並加以更新。

### 2.改善措施：

(1) 統計每天實際吹灰次數與燃料性質(燃料灰份高，吹灰次數必然增加)之關聯性。

(2) 將吹灰器編排單數與偶數制定，當需要除灰時就間隔使用單數吹灰器或偶數吹灰器，以減少蒸汽使用量及降低傳熱管的磨耗。

### 3.改善效益：

(1) 減少吹灰器數量50%共可節能之效益如下計算：

蒸汽耗用量減少=6噸×50%×3次/天×345天/年=3,105噸/年。煤耗量減少=3,105噸蒸汽/年×0.12噸煤/每噸蒸汽= 373噸/年煤炭節省費用=2,200元/噸煤炭×373噸=82萬元/年



- (2) 依實際經驗估算，減少吹灰次數降低水牆管磨耗，其效益為12.3萬元/年。
- (3) 合計每年節省效益=82萬元+12.3萬元=94.3萬元

## (六)鍋爐給水水質改善，減少鍋爐水連續排放

### 1.改善前說明：

汽電共生廠之鍋爐給水來源主要有兩種，一為由純水廠直接供應；二為回收送汽管路之冷凝水。一般而言，由送汽管路回收之冷凝水水質較差，須設置離子交換樹脂作水質再淨化處理，但實際上效果仍然不佳，造成鍋爐連續沖放水量較多(3噸/小時)，形成浪費。

### 2.改善措施：

以更換老舊樹脂及增設活性碳床來改善回收冷凝水水質，改善之後水質確有進步，鍋爐連續沖放水量降為1噸/小時以下。

### 3.改善效益：

#### (1) 節省燃料費用：

$$\begin{aligned} \text{節省熱耗量} &= \text{沖放水減量} \times \text{汽鼓高壓飽和水熱焓} \times \text{年運轉時數} \\ &= 2 \text{噸/時} \times 363 \text{千卡/噸} \times 8,000 \text{時/年} \\ &= 5.808 \times 10^6 \text{千卡/年} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{節省燃煤用量} &= \text{節省熱耗量} \div \text{燃煤熱值} \\ &= 5.808 \times 10^6 \text{千卡/年} \div 6,400 \text{千卡/公噸} \\ &= 907.5 \text{公噸/年} \end{aligned}$$

$$\text{節省燃料費用} : 2,200 \text{元/公噸} \times 907.5 \text{公噸/年} = 200 \text{萬元/年}$$

#### (2) 減少純水費用=沖放水減量×年運轉時數×純水單價

$$= 2 \text{噸/時} \times 8,000 \text{時/年} \times 35 \text{元/噸} = 56 \text{萬元/年}$$

#### (3) 合計每年節省效益=200萬元/年+56萬元/年=256萬元/年

#### (4) 投資費用：約200萬元

#### (5) 回收年限：200萬元÷256萬元=0.78年



## (七)鍋爐給水泵揚程改善

### 1.改善前說明：

在汽電共生系統中，鍋爐給水泵之功能為供給鍋爐產汽所需用水，因為鍋爐運轉壓力高、蒸發量大，所以鍋爐給水泵為大容量、高壓力之泵浦，其所耗之電力亦為所有汽電共生系統附屬設備之冠，一般而言，在設計段會將鍋爐給水泵之裕量設定較高，以確保整廠運轉安全，然實際上卻常會造成運轉泵出口壓力過高之問題，長期運轉對管線上之閥類壽命有不良影響以及不必要的能源浪費。

### 2.改善方法：

修改鍋爐給水泵第3段或第4段葉片之直徑，以改變揚程之方式來達到降低運轉壓力之要求。此處建議可先行請購一套新葉片，待安裝及運轉測試正常後，再行將拆卸下來之舊葉片加以修改，以確保運轉時效。

### 3.節能效益：

#### (1) 改善前實際運轉值與設計值之比較

表14 鍋爐給水泵實際運轉值與設計值比較

項次	項 目	原設計值(Kg/cm <sup>2</sup> )	實際運轉值(Kg/cm <sup>2</sup> )
1	脫氧器壓力	6.43	6
2	鍋爐給水泵入口壓	8	7.7
3	鍋爐給水泵出口壓	155	177
4	HPH水側壓力	152	176
5	給水控制閥入口壓	150	173
6	給水控制閥開度	82	46
7	ECO入口壓	145	144
8	汽鼓壓	143	139.5

由以上表可知，給水系統因給水泵揚程過高，造成給水控制閥開度偏低(僅46%)形成大量壓損，造成能源浪費，而且給水控制閥承擔過多壓差，易產生沖蝕損壞。



(2) 合理鍋爐給水泵出口壓力計算

合理的鍋爐給水泵出口壓力，應以實際運轉時ECO 入口壓力為依據，估算方式如下：

$$\text{ECO 入口壓力} = 144 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{給水控制閥入口壓力} = \text{ECO 入口壓力} + 5 \text{ kg/cm}^2 \text{ (依原設計ECO入口與給水控制閥入口壓差} 5 \text{ kg/cm}^2 \text{加計)} = 144 + 5 = 149 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{鍋爐給水泵出口壓力取水控制閥入口壓力加計 } 5\% \text{margin} = 149 \times 1.05 = 156 \text{ kg/cm}^2 \text{。}$$

(3) 改善後效益

與實際操作壓力  $173 \text{ kg/cm}^2$  比較，可減少  $17 \text{ kg/cm}^2$  之壓力損失，估算每年節省電量及電費如下：

減少鍋爐給水泵耗電量：

$$P = (\text{流量 } Q \times \text{揚程 } H \times \text{密度 } \rho) \div (367.45 \times \text{泵效率 } \eta) \\ = 350 \times (17 \times 9.81) \times 0.91 (\text{kg/cm}^2) \div (367.45 \times 0.85) = 170 \text{ kW}$$

$$\text{年節省電量} = 170 \text{ kW} \times 8,000 \text{ hr/年} = 1,489,200 \text{ kWh/年}$$

減少電費支出(電費單價以  $1.5 \text{ 元/kWh}$  估算)

$$1,489,200 \text{ kWh/yr} \times 1.5 \text{ 元/kWh} = 223 \text{ 萬元/yr}$$

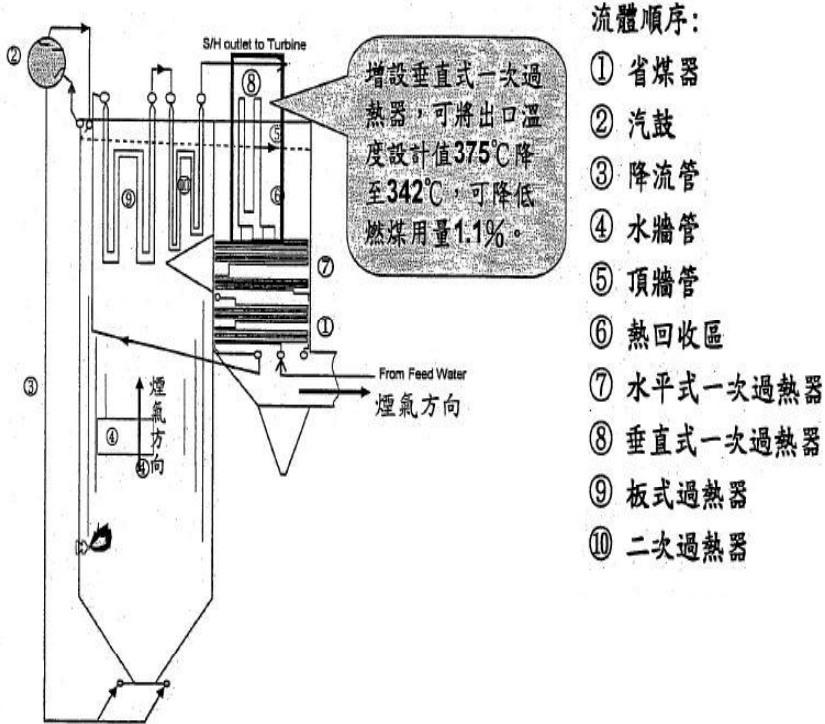
## (八) 鍋爐增設一次過熱器，提升鍋爐效率

### 1. 改善前說明：

某汽電共生廠長期以來，鍋爐出口燃氣溫度存在著過高之問題，一般而言鍋爐排氣溫度每升高  $20^\circ\text{C}$ ，效率不利  $1\%$ ，以該廠情形而言須設法降低排氣溫度。

### 2. 改善方法：

於鍋爐內增設垂直式一次過熱器，提升煙氣熱量利用率，並在主汽溫度固定下增加主汽產量。改善示意圖如下：



流體順序：

- ① 省煤器
- ② 汽鼓
- ③ 降流管
- ④ 水牆管
- ⑤ 頂牆管
- ⑥ 熱回收區
- ⑦ 水平式一次過熱器
- ⑧ 垂直式一次過熱器
- ⑨ 板式過熱器
- ⑩ 二次過熱器

圖23 鍋爐增設過熱器示意圖

### 3.改善效益：

項 目	單位	改善前	改善後	差異
鍋爐負載	%	100	100	—
主 汽 量	T/H	540	540	—
給水溫度	°C	205.8	205.8	—
鍋爐出口溫度	°C	375	342	- 33
空氣預熱器出口溫度	°C	148	127	- 21
耗 煤 量	T/H	65	64.3	- 0.7(節煤率約 1.1%)
鍋爐效率(HHV)	%	88.8	89.8	+ 1.0
減溫注水量	T/H	39	47.3	+ 8.3





- (1) 降低煤耗量=年耗煤量×節煤率  
=400,000T/年×1.1%=4,400T/年
- (2) 降低耗煤效益=年節省煤耗量×燃煤單價  
=4,400T/年×2,300元/T=1,012萬元/年
- (3) 投資費用1,880萬元
- (4) 回收年限=1,880萬元÷1,012萬元/年=1.86年

## (九) 鍋爐空氣量控制

### 1.改善前說明：

因為避免產生黑煙目前鍋爐排氣含氧量控制在6%，但檢驗煤渣結果顯示未燃份偏高，表示燃燒效率偏低，煤耗量增加。

### 2.改善方法：

採用最佳化操作下排氣含氧量控制在2.8~3.5%，經實際估算每噸蒸汽使用燃煤量由120公斤降為118.56公斤，鍋爐效率獲得1.2%之提升。

### 3.省能效益：

- (1) 節約燃煤量=每噸蒸汽燃煤使用量×鍋爐產汽量×年運轉時數  
=(120-118.56)公斤煤/噸蒸汽×1,100噸蒸汽/hr×8,640hr/年  
=14,256噸煤/年
- (2) 節能效益=燃料煤單價×節約燃煤量  
=2,200元/噸燃料煤×14,256噸燃料煤/年  
=3,136萬元/年

## (十) 自公用廠引入高壓蒸汽取代熱媒油鍋爐

自公用廠引入64K高壓蒸汽取代熱媒油鍋爐



### 1.改善前說明：

兩座熱媒鍋爐過去係混燃煤碳，火燄形狀不易控制，易造成爐管破裂；雖然目前已改為全燃油，爐管的破裂已減少，但熱媒鍋爐因生產需要處於超負載運轉，為安全起見尋求製程可代用之其他能源。

### 2.改善方法：

(1)原製程使用熱媒將母液及純水蒸發為水蒸汽，此部份可使用64K高壓蒸汽取代，以降低熱媒鍋爐負載率。

(2)經熱平衡計算，引入64K485°C過熱蒸汽約需35T/H，經減溫注水後成為55K的飽和蒸汽45T/H，可取代原熱媒系統。

### 3.省能效益：

(1)節省重油費用： $2,800\text{kg}/\text{H} \div 0.97\text{kg}/\text{L} \times 8.25\text{元}/\text{L} \times 24\text{H} \times 30\text{D} = 17,146\text{千元}/\text{月}$

(2)增加電費（公用廠發電量減少）： $35\text{T}/\text{H} \times 160\text{kW}/\text{T} \times 1.6\text{元}/\text{kW} \times 24\text{H} \times 30\text{D}$   
 $= 6,451\text{千元}$

(3)月效益： $17,146 - 6,451 = 10,695\text{千元}/\text{月}$ 。



# 七

## 結論

依據2005年全國能源會議輯要之「具體行動方案內容摘要」，(二)能源政策與能源結構發展方向：以「穩定能源供應」、「提高能源效率」、「規劃能源與電源結構方向」等主要三大發展方向。其中「提高能源效率」，以推廣汽電共生系統，2020年目標為1,000萬瓩；其具體作法包括：研議及落實電價合理化方案，督導台電公司新建及汰舊換新發電廠採用高效率發電機組，修正「汽電共生系統實施辦法」，持續發展汽電共生系統，改善輸電線路損失，以減少無謂之能源消耗，參考國際電業發展情況，期望長期線路損失降至5%以下。

汽電共生是一種能夠同時產生熱能及電能之能量轉換系統，無論就能源多元化、節約能源或負載管理的觀點來衡量，均優於傳統之發電及熱能個別產生之方式。因此，為推廣汽電共生系統，提高熱能、電能生產總熱效率，以促進能源有效利用，提升企業競爭力。