

電廠使用生質燃料混燒技術作為降低溫室氣體排放的探討

孫世勤*、劉宗諭**、余建成***

摘要

目前我國電力供應主要是以化石燃料為主，其二氣化碳排放無法避免。為降低溫室氣體的排放，推廣再生能源發電為一重要方向。我國政府正透過「再生能源發展條例」推廣再生能源。再生能源除了眾所週知的風力、水力與太陽能發電以外，目前歐洲、日本、美國等先進國家皆致力於推廣使用生質燃料進行發電，特別是在大型燃煤機組使用生質燃料與煤炭進行混燒。由於此項技術已經達到大型化商業運轉的規模，為一成熟可行的技術。

對於生質燃料使用於混燒，大多數國外案例是使用木質燃料，其原因乃是因為木質燃料燃燒對於鍋爐的影響較草本生質燃料為小。依國外利用既有燃煤機組混燒木質燃料的案例來看，在混燒率不高的情形下，需要增加設備不多，且僅須對既有機組設備作部分修改或調整即可。因此，美國、英國、德國、日本、丹麥、荷蘭、比利時、瑞典等先進國家皆有混燒木質燃料的實績。

本文主要探討生質燃料的種類與品質、使用生質燃料於既有燃煤機組進行混燒的發電技術，並說明目前國外推展生質燃料混燒發電的情形、與建議我國未來努力的方向。

【關鍵字】再生能源、生質燃料、混燒

*中興工程顧問股份有限公司環境工程二部 技術經理

**中興工程顧問股份有限公司環境工程二部 計畫主任

***中興工程顧問股份有限公司機械工程部 正工程師

一、前　　言

自工業革命以來，人們開始大量使用的煤炭、石油與天然氣等化石燃料，以提供工商業製造、生產、與商業使用的能源需求。因為大量的石化燃料使用的結果，帶來二氧化碳排放量大幅度的增加。在工業革命以前，大氣中二氧化碳濃度大約在 280ppm，但是在工業革命之後，二氧化碳排放量迅速增加。據統計 1950 年二氧化碳排放量約為 16.1 億噸，但是到了 2008 年的全球年排放量約已達 87 億噸，是 1950 年排放量的 5.4 倍，根據世界氣象組織發表的 2008 年溫室氣體公報，2008 年二氧化碳在地球大氣中的濃度已高達 385.2ppm。根據聯合國之「政府間氣候變遷問題小組」(IPCC)在 2007 年 11 月發布的第四次評估報告中指出：全球暖化乃是人類行為累積的後果且迫在眉睫，將導致全球面臨逐步嚴重的缺糧、缺水和洪水泛濫的危機。

二氧化碳是溫室氣體之一，是溫室氣體中最多者。以我國 2008~2009 年的二氧化碳排放為例，電力的二氧化碳排放為最大宗，佔 55% 以上，而電力的二氧化碳排放又以使用化石燃料的火力發電為主。

以 99 年度的統計數據顯示，我國電力供應以石化燃料為主，約佔總電力裝置容量的 75.1%(含台電公司與民營電力公司的發電裝置)，其中燃煤約佔全國總裝置容量的 29.1%，燃油約佔 8.9%，燃氣約佔 37.2%。考量使用化石燃料發電之燃燒過程勢必產生二氧化碳。為減低電力的二氧化碳排放，降低化石燃料的使用勢在必行。

核能發電原是各國減碳的重要選項之一，然而自今(100)年 3 月 11 日日本福島核能電廠海嘯事件引發的核安危機以來，促使各國面對核安議題時，重新思考能源政策。在降低石化燃料的使用與面對核安議題的思考，增加再生能源用於發電已成為一無可迴避的重要方向。此外，在全球能源需求遞增且能源價格逐步上揚之際，再生能源推動與應用成為最受關注的一環。

因此，推廣再生能源發電除了風力與太陽能發電之外，使用生質燃料用於發電亦是一個重要方向。近年來歐洲、日本、美國等先進國家皆不遺餘力地推廣使用生質燃料(biomass fuel)進行發電，其中，大部分案例是使用木質燃料進行燃燒發電。

生質燃料用於發電有 100% 使用生質燃料專燒的方式與部分使用生質燃料混燒 (biomass co-firing) 的方式，目前不論專燒或混燒的技術都已進行商業化運轉，特別是已經在大型燃煤機組完成與生質燃料混燒的商業運轉，顯見生質燃料混燒技術已見成熟。

對於大多數國外混燒案例是使用木質燃料，其原因乃是因為木質燃料燃燒對於鍋爐的影響較草本生質燃料為小，特別是木質燃料雖內含氯、鹼金鹼土族元素含量較煤炭為高，但與草本生質燃料相比較低。為避免生質燃料與煤混燒時所含雜質衍生廢氣氯化氫腐蝕、及低沸點鹼金鹼土族氧化物含量過高造成異常灰渣堵塞、結渣等情形。大多數均使用木質燃料與煤炭混燒，對於機組設備的操作穩定性也更加良好，影響也較少。至於草本生質燃料則因為使用上顧慮較多，須控制並降低混燒率或是以專燒爐的方式處理。

混燒木質燃料能夠在既有大型火力機組使用，主要是增加木質燃料儲存、飼入的設備，並對機組設備進行不多的調整與修改即可進行混燒，比起新建機組從開始規劃到興建完工進行運轉動輒 8~9 年以上的時間相比，能夠比較快實現機組的商業化運轉。

本文主要探討生質燃料的種類與品質、使用生質燃料混燒的發電技術，並說明目前國外推展生質燃料發電的情形、與建議我國未來應努力的方向。

二、生質燃料之類別與特性

生質燃料直言之即為使用生物質作為燃料。

1. 生質燃料的特性

生質燃料的特性影響其使用，因此欲使用生質燃料的國家均針對此部分進行研究並建立資料庫。生質燃料的特性可以分為物理特性與化學特性二方面。

(1) 物理特性：含水率、密度、尺寸、外型、耐磨性及熱值等。

(2) 化學特性：生質燃料的化學元素分析。

表 1 為各類生質燃料的熱值、密度等物理性質，由該數據顯示生質燃料的熱值普遍較煤炭為低(台電公司使用煤炭濕基之熱值約為 23 MJ/kg 以上)。且因生質燃料普遍密度較煤炭(台電公司使用煤炭之密度約為 720 kg/m³)為低，其能量密度也因此較低。此外，由表 1 數據顯見：木質燃料的熱值與能量密度也明顯較草本生質燃料來的高。

表 1 各類生質燃料的熱值、密度等物理性質^[1]

種類 項目	含水份 濕基 wt%	總熱值 乾基 MJ/kg	淨熱值 濕基 MJ/kg	密度 濕基 kg/m ³	能量密度 MJ/m ³
木質顆粒燃料	10.0	19.8	16.4	600	9,840
乾燥後之硬木木屑	30.0	19.8	12.2	320	3,900
硬木木屑	50.0	19.8	8.0	450	3,600
乾燥後之軟木木屑	30.0	19.8	12.2	250	3,050
軟木木屑	50.0	19.8	8.0	350	2,800
高壓草綑	18.0	18.4	13.7	200	2,740
樹皮	50.0	20.2	8.2	320	2,620
黑小麥	15.0	18.7	14.5	175	2,540
高壓鋸屑	50.0	19.8	8.0	240	1,920
高壓冬麥桿綑	15.0	18.7	14.5	120	1,740
橄欖渣(二段榨取後)	63.0	21.5	6.1	1,130	6,890
橄欖渣(三段榨取後)	53.0	22.6	8.5	650	5,530

表 2 為各類生質燃料的化學成份，由該表數據可見生質燃料的揮發份為 69.6% 以上，氧含量為 34.1% 以上，均較煤炭為高(台電公司規劃新的火力電廠煤炭揮發份約為 24~42%，氧含量約為 1.2~23.2%)。

表 2 各類生質燃料的碳、氫、氧等化學成份及揮發份含量^[1]

種類 項目	C 乾基，wt%	H 乾基，wt%	O 乾基，wt%	揮發份 乾基，wt%
木質顆粒燃料	47.1~51.6	6.1~6.3	38.0~45.2	76.0~86.0
樹皮	48.8~52.5	4.6~6.1	38.7~42.4	69.6~77.2
桔桿	43.2~48.1	5.0~6.0	36.0~48.2	70.0~81.0
芒屬	46.7~50.7	4.4~6.2	41.7~43.5	77.6~84.0
橄欖渣	51.0~54.9	6.6~7.2	34.1~38.0	—

表 3 為各類生質燃料的化學成份，由該表數據可見生質燃料的含硫份普遍低於 0.2%，氯含量低於 0.4~0.7% 以下，絕大部分均較煤炭為低，其中木質顆粒燃料的氯含量更是低得多。表 3 中的含硫份與燃燒後煙氣排放之硫氧化物相關，顯示生質燃料的含硫份較煤炭低，故使用生質燃料的硫氧化物排放應能較使用煤炭為低。

表 3 各類生質燃料的氮、硫、氯等化學成份含量^[1]

項目	種類	氮(N) 乾基, mg/kg	硫(S) 乾基, mg/kg	氯(Cl) 乾基, mg/kg
木質顆粒燃料(雲杉)		900~1,700	70~1,000	50~60
木質顆粒燃料(白楊、柳木)		1,000~9,600	300~1,200	100
樹皮(雲杉)		1,000~5,000	100~2,000	100~370
冬麥桿		3,000~5,000	500~1,100	1,000~7,000
芒屬		4,000~17,000	200~2,000	500~4,000
廢木		1,000~39,000	300~2,000	300~4,000
橄欖渣		7,700~19,400	920~1,200	1,000~3,300

2. 木質燃料的標準規格

如前述提及，大多數國外混燒案例是使用木質燃料。而一般使用混燒的木質燃料多呈現顆粒狀。因此，木質顆粒燃料(wood pellet)係指木質燃料經破碎、乾燥、粉碎、造粒、冷卻等前處理後成顆粒狀之產品，也是目前全球固態(solid)生質燃料之主流產品之一。

目前國際木質顆粒燃料市場所採用之標準，包括德國的 DIN 51731、奧地利的 Ö-NORM M7135、瑞典的 SS187120 與 SS187121、義大利的 CTI-R04/5、英國的 British Biogen 等。茲列出瑞典、奧地利與德國之木質顆粒燃料標準規格詳如表 4。

由表 4 數據，奧地利的 Ö-NORM M7135 除了其磨損百分比以外，幾乎與德國的 DIN Plus 相同，瑞典標準的顆粒尺寸較之 DIN 或 Ö-NORM 的標準均超過三倍以上。

再者由表 4 數據顯示，木質顆粒燃料標準的含硫份均不高於 0.08%，符合

表 3 的數據範圍，但顯示標準規範了含硫份的數據上限，較表 3 來得低。

表 4 瑞典、奧地利與德國之木質顆粒燃料標準規格^[2]

項目 單位	瑞典 SS187120			奧地利	德國	
	Class 1	Class 2	Class 3	Ö-Norm M7135	DIN 51731	DIN Plus
直徑(d)	mm	25	25	25	4~10	4~10
長度	mm	$\leq 4 \times d$	$\leq 5 \times d$	$\leq 6 \times d$	$\leq 5 \times d$	≤ 50
密度	kg/dm ³	≥ 0.6 ^{註 1}	≥ 0.6 ^{註 1}	≥ 0.5 ^{註 1}	≥1.12	≥1.0~1.4
含水率	%	≤10	≤10	≤12	≤10	≤12
磨損/小顆粒	%	≤ 0.8 ^{註 2}	≤ 1.5 ^{註 2}	≤ 1.5 ^{註 2}	≤2	—
灰份	%	≤0.7	≤1.5	≤1.5	≤0.5	≤1.5
熱值	MJ/kg	≥16.9	≥16.9	≥15.1	18	15.5~19.5
硫	%wt.	≤0.08	≤0.08	— ^{註 3}	≤0.04	≤0.08
氮	%wt	— ^{註 3}	— ^{註 3}	— ^{註 3}	≤0.3	≤0.3
氯	%wt	≤0.02	≤0.02	— ^{註 3}	≤0.02	≤0.03
添加劑	%	— ^{註 4}	— ^{註 4}	— ^{註 4}	2	—
						2

註 1：堆積密度

註 2：顆粒重量百分比，<3mm

註 3：數量須指定

註 4：型式與數量須指定

三、混燒發電技術

目前國際間生質燃料混燒發電技術主要是與煤炭混燒為主，其主因是使用煤炭的單位發電量之溫室氣體排放量是燃用化石燃料中最高的，對於溫室氣體減量也最有助益的緣故。因此，以下探討是著眼於與煤炭混燒為基礎。

1. 混燒發電技術的類別

依照目前技術的發展，混燒發電技術可分為「直接混燒」(direct co-firing)、「間接混燒」(indirect co-firing)與「平行混燒」(parallel combustion)三大類。茲就這三類混燒技術說明如下：

- (1)直接混燒：是將前處理後生質燃料與其它混燒的燃料直接送至鍋爐內，藉燃燒產生蒸汽，再以蒸汽推動蒸汽渦輪機來發電。
- (2)間接混燒：是將生質燃料氣化產生合成氣(syngas)，再將合成氣導入既有鍋爐燃燒器，作為該鍋爐的輔助燃料，取代部分煤炭等化石燃料之使用。
- (3)平行混燒：是增設獨立之生質燃料鍋爐系統，專門燃燒生質燃料，其產生之蒸汽再與原粉煤鍋爐產生之蒸氣整合後發電。

圖 1 為不同混燒發電技術流程示意圖。其中可以看到 7 種不同混燒的方式。其中標示為①，②，③，④，⑤者為直接混燒的方式，⑥為間接混燒的方式，⑦為平行混燒的方式。

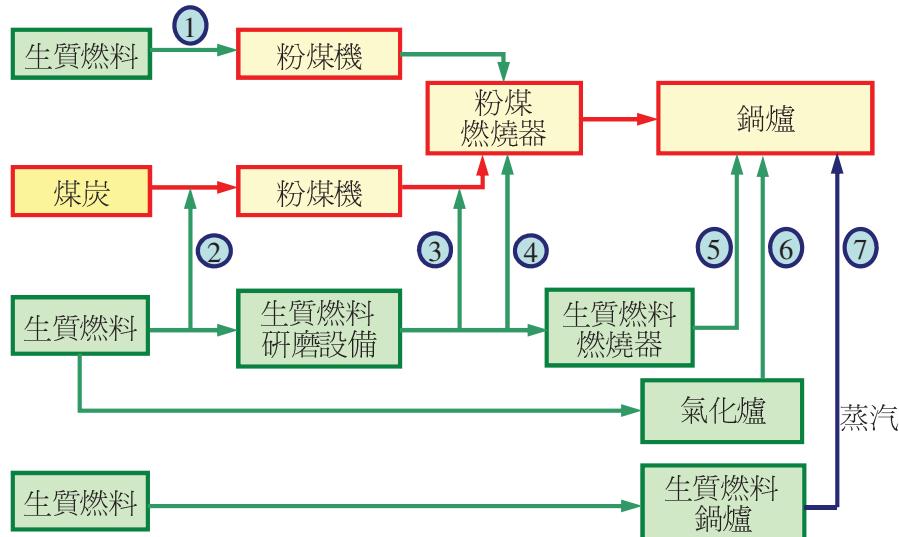


圖 1 不同混燒發電技術流程示意圖^[3]

2. 混燒發電技術的說明

圖 1 中的各種混燒發電方式說明如下：

- (1)方式①：使用既有鍋爐的粉煤機來單獨研磨生質燃料，粉煤機可能須要修改或作不同的設定，研磨後的生質燃料與煤粉一同被飼入既有鍋爐的粉煤燃燒器一起燃燒。

- (2)方式②：生質燃料與煤炭先混合，再使用既有鍋爐的粉煤機來研磨這些混合燃料，研磨後的生質燃料與煤粉一同被飼入既有鍋爐的粉煤燃燒器一起燃燒。
- (3)方式③：生質燃料先以生質燃料研磨設備來研磨，再將研磨後的粉末與粉煤機研磨後的煤粉經由煤管送入，在煤管混合後進入鍋爐由粉煤燃燒器一起燃燒。
- (4)方式④：生質燃料單獨先以生質燃料粉碎設備來粉碎，再將其粉碎後的粉末與粉煤機研磨後的煤粉分別直接送到粉煤燃燒器燃燒。
- (5)方式⑤：生質燃料單獨先以生質燃料粉碎設備來粉碎，其粉碎後的粉末送到在鍋爐中增設的生質燃料專用燃燒器來燃燒。
- (6)方式⑥：生質燃料送入氯化爐氯化，其產生之合成氣經除塵後，送到鍋爐中增設的生質燃料專用燃燒器來燃燒。
- (7)方式⑦：生質燃料以生質燃料鍋爐單獨燃燒，其產生的蒸汽與燃煤鍋爐的蒸汽系統整合後送往汽輪機／發電機發電。

3.混燒發電技術的比較

前述各種混燒的方法除了方式不同，如果使用既有燃煤機組修改為混燒生質燃料，各種不同方式對既有機組的投資、運轉、維護等方面有不同的優缺點，表 5 為直接混燒的各種方式優缺點比較，其考量因素主要有：

- (1)是否增設生質燃料粉碎設備？
(2)是否增設生質燃料專用燃燒器？

若是不增設生質燃料粉碎設備，則生質燃料勢必與煤炭共用粉煤機共磨，又因為大多數生質燃料的研磨指數(hardgrove grindability index)較低，將使得粉煤機的研磨能力降低。然而若是在既有燃煤機組粉煤機尚有餘裕的情形下，則可以考慮使用粉煤機共磨。但是如果既有燃煤機組粉煤機容量餘裕不足以應付共磨，則須增設生質燃料粉碎設備。

此外，若是既有機組燃燒器燃燒狀況易有結渣、燃燒狀況不佳，或是考慮獲得較佳的生質燃料燃燒狀態，則可考慮增設生質燃料專用燃燒器。

表 6 為間接混燒與平行混燒的優缺點比較。不管是間接混燒或平行混燒都是在燃煤鍋爐之外，另外增設氯化爐或生質燃料鍋爐及相關空污防制設備，可避免在既有的燃煤鍋爐內因為直接燃燒生質燃料可能衍生的鍋爐結渣、堵

塞、結垢等風險。比起直接混燒的方式，間接混燒或平行混燒的方式沒有二種燃料混合燃燒衍生的鍋爐結渣、堵塞、結垢等問題，因此可以提高混燒率。

表 5 直接混燒的各種方式優缺點比較

類別	方式	技術簡述	優 點	缺 點
直接 混燒	①	使用既有粉煤機來單獨研磨生質燃料，研磨後的生質燃料與煤粉一同被飼入既有鍋爐的粉煤燃燒器一起燃燒。	<ul style="list-style-type: none"> 增加設備少，最為單純。 投資費用較低，是低成本之混燒模式。 	<ul style="list-style-type: none"> 生質燃料須部分佔用供煤系統。 粉煤機須配合生質燃料特性進行修改。 如生質燃料供應受限或不及，機組無法恢復全煤燃燒模式時，可能無法使機組滿載。
	②	生質燃料與煤炭混合後，使用既有粉煤機來研磨，研磨後的粉未飼入既有鍋爐的粉煤燃燒器燃燒。	<ul style="list-style-type: none"> 增加設備少，最為單純。 投資費用較低，是低成本之混燒模式。 	<ul style="list-style-type: none"> 生質物與煤炭共同研磨，須降低一次空氣溫度，否則可能衍生自燃或爆燃意外，因此可能降低機組效率。 容許混燒率較低。
	③	生質燃料先以獨立設置之粉碎設備粉碎後再送入粉煤管中與煤粉混合送入鍋爐，在粉煤燃燒器一起燃燒。	<ul style="list-style-type: none"> 因粉碎設備係為木質顆粒燃料訂做，可避免纖維質殘留阻塞粉煤機等問題的發生。 不須更動、修改既有之燃燒器。 	<ul style="list-style-type: none"> 須增設生質燃料粉碎設備，因此須有粉碎設備設置空間。 生質燃料粉末輸送須謹慎設計，以避免阻塞粉煤管的風險。 容許混燒比例較低。
	④	生質燃料先以生質燃料粉碎設備來粉碎，再將其粉碎後的粉末與粉煤機研磨後的煤粉分別送到粉煤燃燒器燃燒。	<ul style="list-style-type: none"> 可避免生質燃料佔用粉煤機的磨煤容量及避免不同性質之燃料在粉煤機同時研磨的影響。 可避免生質燃料阻塞氣送粉煤管，因而影響鍋爐之正常運轉。 	<ul style="list-style-type: none"> 須另增設生質燃料粉碎設備、生質燃料輸送管道，因此需要較大設置空間。 增設設備衍生之維護工作。 增設設備衍生之投資成本增加。
	⑤	生質燃料單獨先以生質燃料粉碎設備粉碎成粉末，再送到在鍋爐中增設的生質燃料專用燃燒器來燃燒。	<ul style="list-style-type: none"> 可避免生質燃料佔用粉煤機的磨煤容量及避免不同性質之燃料在粉煤機同時研磨的影響。 可避免不同性質之燃料輸送時的堵塞問題。 可以選擇適合生質燃料的專用燃燒器，避免燃燒器結渣。 	<ul style="list-style-type: none"> 須另增設生質燃料粉碎設備、生質燃料氣體輸送管道、生質燃料專用燃燒器及相關機械、電氣、儀控設備，因此需要較大設置空間。 增設設備衍生運轉及維護風險。 增設設備衍生投資成本增加。

表 6 間接混燒與平行混燒的優缺點比較

類別	方式	技術簡述	優 點	缺 點
間接混燒	⑥	生質燃料送入氣化爐氣化，其產生之合成氣經除塵後，送到鍋爐中增設的生質燃料專用燃燒器來燃燒。	<ul style="list-style-type: none"> • 可避免鍋爐、SCR 結渣、堵塞、結垢等問題的風險。 • 可以提高混燒率。 • 可避免影響煤灰、FGD 副產石膏品質及其再利用的風險。 	<ul style="list-style-type: none"> • 須增設氣化爐及除塵淨化設備，因新設設備多，投資成本最高。 • 氣化爐運轉衍生焦油問題。 • 增設設備多，增加運轉維護的需求。
平行混燒	⑦	生質燃料以生質燃料鍋爐單獨燃燒，其產生的蒸汽與燃煤鍋爐的蒸汽系統整合後送往汽輪機／發電機發電。	<ul style="list-style-type: none"> • 可避免鍋爐、SCR 結渣、堵塞、結垢等問題的風險。 • 可以提高混燒率。 • 可避免影響煤灰、FGD 副產石膏品質及其再利用的風險。 	<ul style="list-style-type: none"> • 須增設生質燃料鍋爐及袋式集塵設備，因新設設備多，投資成本最高。 • 增設設備多，增加運轉維護的需求。

四、混燒生質燃料的影響

既有燃煤機組改為混燒生質燃料的可能影響如下：

1. 對設備影響

- (1) 如使用木質顆粒燃料，因富含纖維素，研磨係數低，將造成粉煤機效率下降，甚至可能形成纖維殘留累積造成粉煤機操作障礙。
- (2) 因為生質燃料的氯、鹼金鹼土族元素含量較煤炭高，對於既有粉煤鍋爐及其下游設備如爐管、SCR、空氣預熱器等可能衍生腐蝕、積灰、甚至於結渣。須妥善控制混燒率，以降低生質燃料的氯、鹼金鹼土族元素進入鍋爐之含量。一般混燒率低於 5~10%，此部分之影響較不明顯。然而，為避免過量混燒生質物引發鍋爐操作問題；必要時可於鍋爐內設置積灰量測探針預警，並定期實際觀察積灰狀況，據以調整吹灰器(soot blower)之操作頻率、角度等。
- (3) 混燒生質燃料對鍋爐熱效率衝擊主要與生質燃料含水量及混燒比例有關。因為生質燃料與煤炭之燃料特性差異，除了影響排氣特性，也會影響燃燒反應及鍋爐效率，也就是影響了機組效率。

2. 對環保排放的影響

- (1) 對 PM 排放的影響方面，因為混燒焙燒木質燃料產生的飛灰細度較高，後端設備靜電集塵器的捕集效率會因此降低。一般而言，若是混燒率低於 10%，只有很少數案例因為混燒生質燃料導致明顯排放增加的情形。然而，因為木質燃料灰份一般均較煤炭為低，因此，只要焙燒木質燃料、混燒率控制得宜，對機組的 PM 排放影響不大。
- (2) 依據國外實際運轉時 NOx 排放情形的統計，絕大部分的生質燃料混燒煤炭的排放比起單獨只燃煤炭是降低的。
- (3) 對 SOx 排放的影響方面，以木質顆粒燃料的標準含硫份為例一般皆在 0.08% 以下(請參閱表 4)，較之一般煤炭的含硫份低的多。雖然木質燃料熱值僅較煤炭為低，但是整體而言，燃料輸入的含硫份與煤炭的含硫份相比還是比較低的。因此，對煙氣中 SOx 排放而言有降低的效果。

五、國外推展生質燃料混燒發電的案例

近年來因先進國家致力推動再生能源，連帶政府或民間等相關機構單位對生質能源相關應用之重視，為能達到減碳效果，國外有相當數量之燃煤電廠利用既有機組進行木質顆粒燃料等生質燃料之混燒，相關應用目前於日本、歐洲、美國等地已有許多案例。由國際能源總署 2009 年的統計數據得知，混燒生質燃料之粉煤鍋爐共計 98 座(佔總數之 41.9%)，其中美國計有 29 座、英國計有 16 座燃煤電廠具備混燒經驗^[4]，此統計數據尚不包含日本的粉煤鍋爐混燒案例至少 24 座，由此可知生質燃料應用於粉煤鍋爐混燒的案例已經很多。

目前國外推展生質燃料混燒發電的案例不少，茲以有代表性的案例說明其情形：

1. 丹麥 Avedøre 發電廠二號機^[5]

Avedøre 發電廠位於丹麥首都哥本哈根南方，該廠有一座 1MW 風力機組、Avedøre 一號機組和二號機組，主要供應丹麥東部區域電力和都會區所需熱能。

該發電廠結合發電和熱能利用，是世界上最具能源效率電廠之一。其中 Avedøre 二號機組是以可燃用多元燃料機組(Multi-fuel-fired Unit)聞名。該機組可使用重油、天然氣、木質燃料與麥桿，其燃料彈性甚大，且熱效率高達 93%，值得參考與借鏡。

Avedøre 二號機組是由一座大型超超臨界鍋爐、一座 45MW 生質鍋爐、兩部燃氣氣渦輪機組和汽輪機所組成。超超臨界鍋爐燃氣或燃油或燃木質顆粒，使用低氮氧化物燃燒器，蒸汽參數為 $30 \text{ MPa} / 580^\circ\text{C} / 600^\circ\text{C}$ ，再結合汽輪機組，可同時產出電能和熱能。該超超臨界鍋爐下游配備 SCR 煙氣脫硝系統、靜電集塵器及煙氣脫硫系統。

該二號機組之生質鍋爐廠主要燃燒麥桿以產生蒸汽，再將其產生之蒸汽導入汽輪機組發電和產熱。該生質鍋爐廠包括一座生質鍋爐、麥桿儲存房、灰分離設備及底灰飛灰處理系統。

如果以發電為主，Avedøre 二號機組滿載時，汽輪機組的淨發電容量為 430MWe，加上燃氣氣渦輪機組則可達 570MWe；如果發電和產熱兩者並重，Avedøre 二號機組滿載時，汽輪機組的淨發電容量為 360MWe 而產熱率為 480MWth，加上燃氣渦輪機組的淨發電容量增為 485MWe 而產熱率增為 570MWth。對整個 Avedøre 二號機組而言，生質鍋爐貢獻 45MWe 發電量和 50MJ/s 的產熱率。

麥桿是以長方形綱狀運輸，每綱重量為 500 公斤，生質鍋爐每小時的耗用量為 25 公噸(50 綱)。麥桿綱是由西蘭島(Zealand)及南方島嶼的農民所供應。麥桿儲存房有四條輸送帶可將儲存的麥桿綱送至鍋爐房。在進入鍋爐房前設有破碎機將麥桿破碎成碎片，麥桿碎片則經由螺旋進料機(feed screws)飼入鍋爐燃燒。

該二號機組於 2001 年燃重油與燃氣開始商轉，後來於 2003 年更換燃燒器，隨即開始以重油、天然氣、煤、木質顆粒等進行混燒，其中木質顆粒是以傳統粉煤機來研磨。鍋爐燃燒器配置為四層，其中第一至第三層燃燒器可燃燒 100% 木質顆粒。而第四層燃燒器規劃僅可燃燒重油、天然氣與煤。依此下三層的燃燒器安排可以使混燒率上限達到 70%。此時影響機組的發電效率約下降 2%。

依據 Avedøre 二號機 2010 年的運轉紀錄，其木質顆粒燃料共消耗了 642,000 公噸，這大約是全年機組滿載的燃料消耗量的 50%，因此二氧化碳減排約 95 萬公噸。圖 2 為丹麥 Avedøre 二號機組流程示意圖。

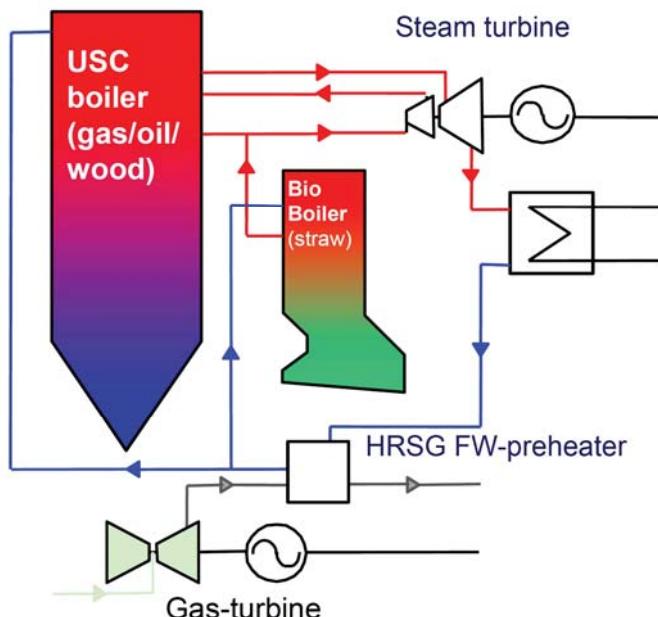


圖 2 Avedøre 二號機組流程示意圖^[6]

2. 英國 DRAX 發電廠^[7]

英國 DRAX 發電廠位於英格蘭約克郡北部，屬於 DRAX 集團。該發電廠分二階段興建，第一階段自 1973 年開始建廠，興建前三部機，每部機發電容量為 660MW，第二階段自 1985 年才開始動工，興建另外三部機，每部機發電容量亦為 660MW。因此，該廠共有 6 部 660MW 燃煤機組，發電量約為全國發電量的 7~8%。

對於 DRAX 發電廠面臨最嚴重的挑戰是：英國政府要求自 1990 至 2050 年削減 80% 的二氧化碳排放量，而該廠的二氧化碳年排放量約為 2,000~2,200 萬公噸。DRAX 發電廠計畫以提昇發電效率及生質燃料混燒的方式使單位發電量二氧化碳排放由 850g/kWh 於 2011 年降低至 700g/kWh。自 2004 年開始以附近區

域提供之柳木進行試燒，共進行試燒量為 14,100 公噸。為達成二氧化碳削減目標，該廠的生質燃料混燒率可達 12.5%，一般運轉設定於 10%。更計畫於 2013~2014 年希望將生質燃料混燒率提高至 25%，2015~2016 年提高至 50%。

自 2005 年夏天起，DRAX 發電廠成功的以第③種混燒方式(詳見表 5)混燒生質燃料(即生質燃料先以獨立設置之粉碎設備粉碎後再送入粉煤管中與煤粉混合送入鍋爐，在粉煤燃燒器一起燃燒)。此種混燒方式由於使用粉煤機研磨木質燃料，因此不須調整粉煤機的設定。圖 3 為英國 DRAX 發電廠混燒木質燃料流程示意圖。

該廠在規劃生質燃料的運輸與儲存方面卻是下了十足的功夫。由於目前該廠使用的木質顆粒燃料主要自國外進口，於是該廠在坦因港(port of Tyne)碼頭興建適用巴拿馬級貨輪卸載木質顆粒燃料的儲存倉庫，儲存容量為 8 萬公噸。自坦因港碼頭卸載的木質顆粒燃料再以火車載運直達 DRAX 發電廠。除了進口的木質顆粒燃料之外，該廠附近供應的生質燃料(麥桿)則以陸路卡車運送的方式到廠。

因此，該廠有的木質燃料的運輸有使用陸路卡車運送及鐵路火車運送二種到廠的方式。該廠設有 2 座共 16,500 公噸的鐵路運送儲倉，另也設有 4 座共 7,500 公噸的卡車運送儲倉，合計共有 24,000 公噸儲存量。

儲倉於頂部接收生質燃料的儲存，儲倉底部設有螺旋輸送機，再以輸送帶輸送至處理塔。處理塔設有緩衝儲倉、錘磨機、生質燃料粉末輸送鼓風機與管路等^[8]。

當輸送帶輸送至處理塔的生質燃料收存在緩衝儲倉。緩衝儲倉的生質燃料經下層的錘磨機磨為粉末後，粉末經管路以鼓風機氣體輸送被送入粉煤管。

該廠是目前世界最大的生質燃料混燒廠，一年生質燃料使用量約 150 萬公噸，且已經混燒運轉至少 5 年以上，累積使用超過 80 種以上生質燃料混燒的運轉數據與經驗。

該廠混燒成功的經驗，使得該廠計畫未來要興建一專燒生質燃料的機組，其發電容量達 290MW。

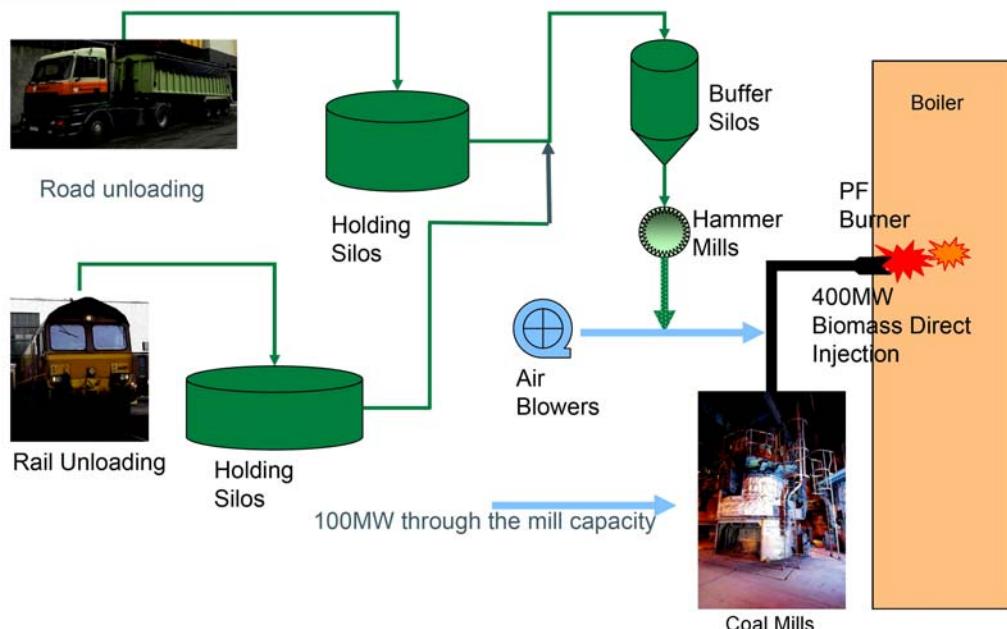


圖 3 英國 Drax 燃煤發電廠混燒木質燃料流程示意圖^[9]

3. 日本新小野田發電廠(Shin Onoda power station)^[10]

新小野田發電廠位於日本山口縣小野田市工業區內，屬於中國電力株式會社所有。新小野田電廠設有兩部各 500MW 之超臨界鍋爐機組，鍋爐由 IHI 公司提供，汽輪機、發電機、主變壓器均由東芝公司提供。新小野田發電廠一號機於 1986 年興建完成，二號機於 1987 年興建完成。

日本新小野田發電廠於 2004 年開始進行木質燃料試混燒，試混燒測試結果顯示在混燒率 3% 以下對於機組穩定運轉無影響。在試混燒測試完成後，該廠於 2007 年 8 月 30 日開始進行木質燃料混燒。

該廠使用山口縣日本樹木循環協會(Japan wood recycle association)提供之 5 公分以下之破碎林間伐材，因其來源有限，故其平均實際混燒率僅約 1%。

該廠是使用第②種混燒方式(詳見表 5)混燒生質燃料(即生質燃料與煤炭混合後，使用既有粉煤機來研磨，研磨後的粉末飼入既有鍋爐的粉煤燃燒器燃燒)此種混燒方式普遍使用於日本的燃煤電廠，因為不須要對電廠設備作大規模修

改更動，直接將木質顆粒燃料在輸煤皮帶機輸送的煤炭上再鋪上第二層的木質燃料進行輸送。木質顆粒燃料與煤炭同時在粉煤機中研磨，因此，也沒有單獨為木質顆粒燃料增設粉碎機。圖 4 為日本新小野田發電廠混燒木質燃料流程示意圖。由圖 4 中圈圈的範圍才是增加的設備，可見此種形式的混燒方法，需要增加的設備設施不多。

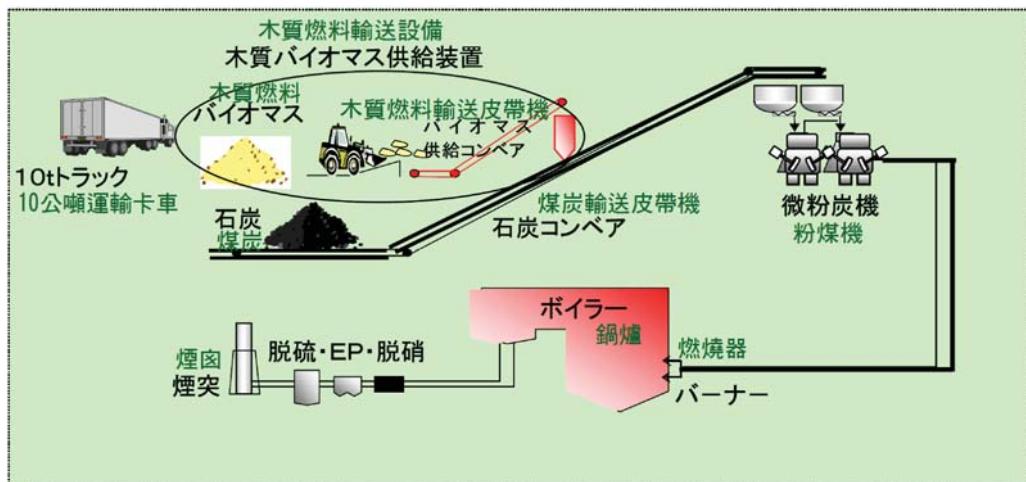


圖 4 日本新小野田發電廠混燒木質燃料流程示意圖^[10]

日本新小野田發電廠試混燒測試結果顯示在混燒率 3%以下對於機組穩定運轉無影響可以說是日本燃煤電廠進行木質燃料混燒的典型。雖然目前該廠的混燒率僅有 1%，但據該廠所稱未來將提昇至 3%。

此種普遍使用於日本的混燒方式，因為對設備影響低、投資金額少，亦值得參考與借鏡。

六、國內推行木質燃料混燒須克服的議題

利用燃煤電廠推行政質燃料混燒可以在機組設備更動不大，不需花費像新建發電廠機組那樣龐大的投資費用即能開始。對於二氧化碳排放減量壓力紛至沓來之際，此方式無疑是在國外已被驗證為可行的解決方式。惟國內如欲推行此項工作，除了前述技術考慮之外，尚須克服如下議題：

1.木質燃料價格較高

以單位熱值比較，木質燃料價格約為煤炭價格的 2 倍以上(產地價格約為 200~300 美元／公噸(尚不含運費)，對照台灣電力公司 100 年第 2 季煤炭平均購入成本為 3,156 新台幣元／公噸^[11])。使用較煤炭昂貴的木質燃料當然會使得電力公司的發電成本因此增高。

2.生質燃料混燒發電不適用現行補助/獎勵政策

我國已於 98 年 7 月 8 日公告施行「再生能源發展條例」，惟目前實際應用案例以太陽能、風力等再生能源為主，相關規範細節也較完整，但對於生質燃料混燒技術卻無相關條款可資援用。究其原因乃在於：再生能源發展條例相關子法—「再生能源發電設備設置管理辦法」中第 6 條明定：「...生質能發電設備需檢附發電設備所使用之燃料來源，應為百分之百農林植物、沼氣或經處理之國內有機廢棄物之切結書。」由此可知，目前補助對象只有「專燒」生質燃料者，並不包含生質燃料「混燒」發電。

由於生質燃料價格較高，因此目前許多先進國家對於使用生質能混燒多訂有補助/獎勵政策與財政優惠，若無相關補助/獎勵政策與財政優惠，可以想見推動生質燃料混燒發電上仍有困難。

七、結論

生質燃料（包含木質顆粒燃料）使用於既有燃煤電廠機組進行混燒在國外已經在大型化機組普遍商業化運轉，此技術顯然已經成熟。在面對全球二氧化碳排放減量壓力之際，已有一些先進國家藉由政策規劃、法規、補助等々方式運用此種方式進行有效的減碳行動，但國內在再生能源發電的補助對象目前只有「專燒」生質燃料發電者。

如果國內能夠將大型燃煤機組投入混燒木質燃料，其減碳效益是可以想像的。在此建議政府進行大型木質顆粒燃料混燒示範計畫，並規劃並研訂相關補助/獎勵政策與財政優惠等法規，相信對於我國減碳目標的達成將有所裨益。

參考文獻

- 1.Sjaak van Loo and Jaap Koppejan, Handbook of Biomass Combustion and Co-firing, Earthscan, 2008 , p.40~41.
- 2.Frank Fiedler, The state of the art of small-scale pellet-based heating systems and relevant regulations in Sweden, Austria and Germany, June 2004.
- 3.W. R. Livingston, Practical experience of biomass co-firing in large coal-fired utility boilers, Doosan Babcock Energy Ltd., p.15, October 2009.
4. Technical status of biomass co-firing, IEA Bioenergy Task 32, p. 9, August 2009.
5. The Avedøreværket CHP plant, Dong Energy A/S,
http://www.dongenergy.com/SiteCollectionDocuments/business_activities/generation/Aved%C3%B8rev%C3%A6rket_UK.pdf
- 6.Paolo Danesi, Utilisation of Multi fuel boilers for enhancement of energy efficiency, Presentation of BWE, 低碳家園冷熱電供應系統國際論壇, p.26, May 9, 2011.

- 7.Biomass : the 4th Energy Source, Nomura Conference, Drax Power Limited, June 2011.
- 8.Robert Woolley, Cofiring Biomass Alstom work at Drax, IEA Clean Coal Workshop, Drax Power Limited, Jan. 27, 2011.
- 9.Nigel Burdett, The Development of the 500MW Co-firing facility at Drax Power Station, Drax Power Limited
- 10.島根県地域振興部土地資源対策課，平成 20 年度島根県木質バイオマス石炭混焼研究会報告書，日本経済産業省中国経済産業局，p.36 平成 21 年 3 月。
- 11.100 年第 2 季化石燃料發購電加權平均每度燃料成本，台灣電力公司，
<http://www.taipower.com.tw/>