

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：開會)

## 赴印尼出席第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)

服務機關： 台灣電力公司  
出國人職稱： 燃料處燃煤組長  
姓名： 林聲海 (806745)  
出國地區： 印尼  
出國期間： 102 年 5 月 30 日至 102 年 6 月 5 日  
報告日期： 102 年 7 月 29 日

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴印尼出席第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議

頁數 33 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

台灣電力公司/陳德隆/23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

林聲海/台灣電力公司/燃料處燃煤組長/23666752

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他：開會

出國期間：102.05.30~06.05 出國地區：印尼

報告日期：102 年 7 月 29 日

分類號/目

關鍵詞：印尼、煤炭、Coaltrans

內容摘要：(二百至三百字)

- 一、目前全球燃煤市場處於供過於求，買賣雙方皆須利用本次會議瞭解未來燃煤市場供需走向。台電公司現有燃煤供應來源約有 65% 來自印尼，參加本次會議可對印尼煤未來供應趨勢與發展有所瞭解與掌握，有助於台電公司日後的燃煤燃用與採購規劃。
- 二、此次會議有幾項議題，值得供未來台電公司燃煤採購之參考：
  1. 大部分廠商預期，至明(2014)年第 2 季以後，全球燃煤供需平衡的機會高，今年年底至明年第 1 季間燃煤現貨價格有可能觸底。台電公司應密切觀察燃煤市場供需情勢發展，儘早進場佈局 2014 年所需煤炭，以降低購煤價格風險。
  2. 美國煤生產成本較低，未來在內陸運輸與出口港設施擴充後，只要海運費不過份高漲，美西煤流向亞洲之數量將大幅增加，其到岸價格可與印尼煤競爭。台電公司應積極洽請美西煤商參加現貨標案，提高美國煤之進口比例，以分散煤源，降低對印尼煤之過度依賴。
  3. 為降低購煤成本，韓電積極進行海外煤礦投資，除掌握煤源外，亦為煤價自然避險方式之一；日本中部電力公司成立海外能源交易子公司，除替母公司進行煤價避險外，亦積極仲介煤炭至日本與韓國客戶，以創造盈餘。上述韓電與日電之作為，值得台電公司借鏡。
- 三、目前台灣地區燃煤年進口量約 5,700 萬公噸中，台電公司占比達 47%，且目前台電公司燃料處燃煤採購、運輸、海外煤礦投資及擁有 6 艘自有煤輪等具幹練與經驗之人才與豐富資源之燃煤供應鏈團隊，應可參考日本中部電力公司作法，將燃料處從台電公司獨立出來成立一家民營能源供應公司，並開放國內燃煤進口業者認股。能源供應公司以收取服務費方式，為

國內燃煤業者採購與提運所需燃煤。如此，除可降低購煤成本外、亦可充份運用台電公司現有資源，創造公司利潤，並成為台電公司多角化之一環。

# 報告內容

## 目 錄

壹、 出國緣起與任務.....	6
貳、 出國行程.....	8
參、 工作內容.....	9
※出席第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia)	
一、 印尼煤炭政策最新發展 .....	9
二、 中國大陸煤炭現況 .....	14
三、 美國煤炭出口現況 .....	17
四、 韓國電力與燃煤需求及燃煤採購策略 .....	22
五、 中部電力公司燃煤採購策略.....	25
※Coaltrans 會議期間之其他相關議題 .....	27
※赴 Berau 礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況.....	29
肆、 結論與建議 .....	33

# 壹、出國緣起與任務

- 一、第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia) 於 2013 年 6 月 2 日至 6 月 5 日在印尼巴里島召開，會中針對亞洲太平洋地區煤炭供需情勢作深入之探討分析，亞太地區主要煤炭供應商、貿易商、運輸商以及日本、韓國、印度、菲律賓、澳洲、印尼與中國大陸等國主要燃煤用戶，均派員出席會議。本次會議主要議題如下：
  - (一) 印尼能源與礦業政策最新發展
  - (二) 印尼地區低熱值煤炭之市場展望
  - (三) 亞洲地區煤炭供需情勢
  - (四) 亞太地區煤炭市場之最新發展
  - (五) 印尼煤炭訂價策略
- 二、亞太地區燃煤市場，101 年迄今發生許多影響供煤之事件，如歐債風暴影響，全球景氣成長減緩，致燃煤需求不振；印尼與澳洲產煤區豪雨不斷，造成許多煤商生產不順影響供貨；中國大陸煤炭供給嚴重過剩；國際航運市場低迷，致美加煤炭積極流入亞洲市場等因素，101 年亞太地區現貨價格由最高達每公噸 116.75 美元下跌至每公噸 82.67 美元。但在 2013 年日澳燃煤年度價格議定為每公噸 95.0 美元後，帶動現貨價格回穩，目前約每公噸 78 美元。此外，中國大陸與印度對燃煤需求仍然殷切，預估 102 年分別較 101 年增加 1,500 萬公噸；然，印尼與澳洲煤商因市價已接近甚至低於生產成本，紛紛採裁員與減產措施因應，煤炭供應成長或將受限。因此，102 年亞太地區燃煤市場供應及交運情勢仍將面臨許多挑戰。
- 三、本次會議針對亞太燃煤供需現況與展望及燃煤基礎設施等作整體介紹，所獲資訊對台電公司燃煤採購及營運有相當助益，因此台電公司派員出席，蒐集國際燃煤供需及價格資訊，以為擬訂台電公司燃煤採購策略之參考。
- 四、台電公司 102 年燃煤採購量為約 2,716 萬公噸，印尼煤約占 69%，為台電公司最大進口國。其中 Berau 目前與台電公司共簽訂 5 個一般亞煙煤定期契約，102 年定期契約年供應量約 250 萬公噸，為台電公司

最重要之印尼一般亞煙煤供應廠商之一，渠供應穩定攸關台電公司之燃煤供應安全甚鉅。乘參加第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議之便，赴 Berau 礦區及裝貨港，瞭解渠產銷營運及交貨狀況，並就未來燃煤市場展望交換意見，供台電公司營運參考。

## 貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
102年5月30日	台北—雅加達	往程
102年5月31~6月1日	Berau	赴Berau礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況
102年6月2-5日	巴里島	出席第19屆亞洲煤炭貿易暨運輸會議(Coaltrans Asia)
102年6月5日	巴里島—台北	返程

## 參、工作內容

### ※出席 2013 年第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議

2013 年第 19 屆煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia) 於今年 6 月 2 日至 6 月 5 日在印尼巴里島召開，計有煤炭、貿易、運輸、政府部門、公用事業、煤炭用戶計 1,400 餘人出席。由於本次會議係在印尼召開，因此會議重點集中於亞太地區煤炭供需相關議題。台電公司現有燃煤供應來源有約 65% 來自印尼，上述議題與台電公司燃煤採購業務十分密切相關，參加本次會議對印尼煤的未來供應趨勢與發展有所瞭解與掌握，有助於台電公司日後的用煤規畫。出席本次會議除瞭解亞太燃煤供需情勢等資訊外，亦同時與煤商、電力相關業者洽談，彼此交換商情資訊，為出席本項會議的另一個功能。值此國際煤價大幅變動之際，藉與相關業者交換資訊，以利掌握較佳之採購時機。

以下謹將會議重點內容摘述如下，供台電公司燃煤採購營運之參考。

#### 一、 印尼煤炭政策最新發展

##### (一) 目前印尼煤炭資源管制措施：

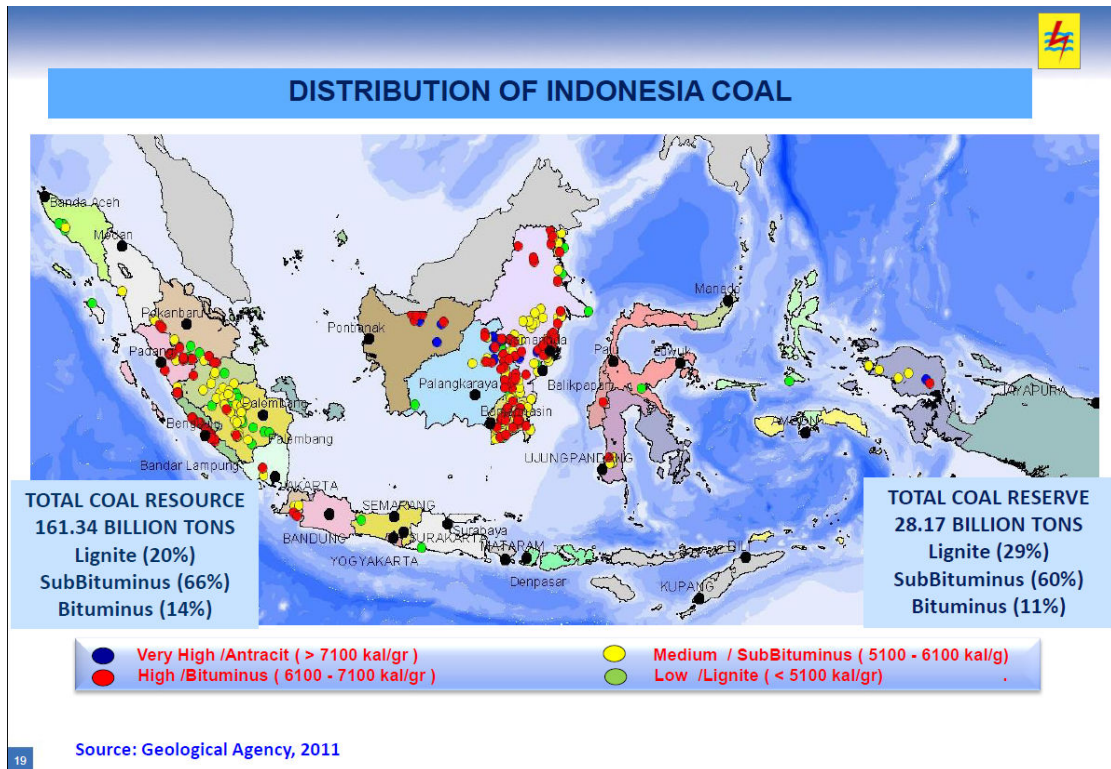
印尼自 1980 年起，積極引進外資開發該國豐富之煤炭資源，每年煤炭產量與出口量快速增加。2012 年印尼煤炭生產量為 386 百萬公噸，2013 年預估達 400 百萬公噸，其中，約 80% 出口，且已成為印尼政府稅收主要來源。

近年來，印尼政府為有效利用該國煤炭資源，採取下列措施：

1. 制定煤炭銷售基準價格(HBA)，以確保稅收。
2. 積極開發低級煤(Low Rank Coal)供國內使用。
3. 提高低級煤利用價值，如提高煤炭熱值、煤炭汽化、煤炭液化等。
4. 與現有外資煤商重議如減免稅期限、稅率與撤資期限等投資條件。

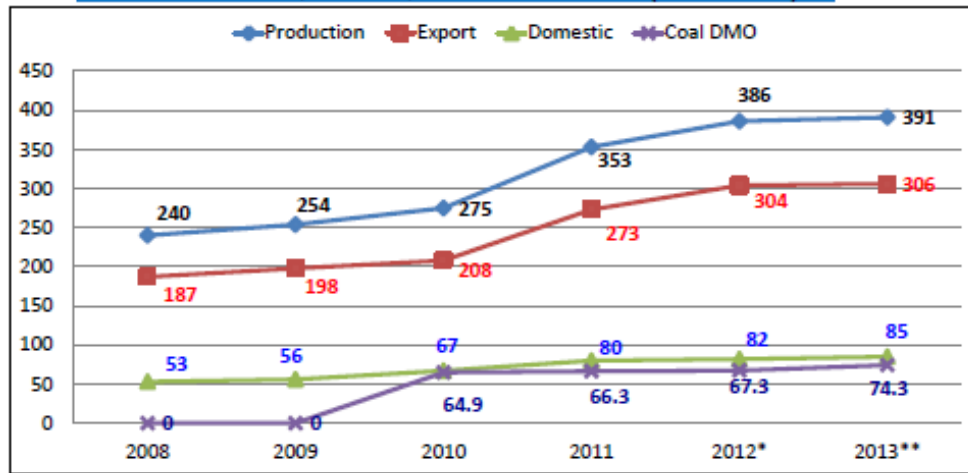
印尼煤炭資源相當豐富，依該國地質署資料，至 2011 年底之煤炭資源量(Resources)達 1,610 億公噸，可採蘊藏量(Reserves)達 280 億公噸，約占全球 3%，其中，煙煤占 11%，亞煙煤占 60%，褐煤占 29%，如下圖。





印尼煤炭產量增加快速，由 2008 年 2.4 億公噸成長至 2013 年之 3.91 億公噸，幅度達 63%；同時期年出口量則由 1.87 億公噸提高至 3.06 億公噸，幅度達 64%；國內需求則由 5,300 萬公噸增為 8,500 萬公噸，幅度達 60%。由於國內需求(主要用於發電)殷切，自 2010 年起，印尼政府實施「煤炭內銷義務」(Domestic Market Obligation, DMO)政策，規定所有煤商須將一定比例產量以煤炭銷售基準價格內銷，每年內銷比例由能礦業部逐年公佈，2010~2013 年各年 DMO 比例分別為 24.74%、24.17%、24.72%及 20.03%。2008~2013 年各年煤炭生產量、出口量、內銷量與 DMO 數量如下圖：

## PRODUCTION, SALES, AND COAL DMO (2008-2013)



	2008	2009	2010	2011	2012*	2013**
Production	240	254	275	353	386	391
Export	187	198	208	273	304	306
Domestic	53	56	67	80	82	85
Coal DMO	0	0	64.9	66.3	67.3	74.3

Colspan : \*) realisation on 2012 \*\*) plan on 2013 \*\*\*) DMO started on 2010



### (二) 未來印尼煤炭政策方向：

1. 煤炭生產須優先國內需求。
2. 提供確定與透明之煤炭政策。
3. 改善對煤礦開發之監督措施。
4. 增加對礦業投資並提高來自礦業之稅收。
5. 提高煤炭加值產業投資之誘因。
6. 經由監督與管理措施，以永續保護環境。

印尼政府為環保要求、國內煤炭需求與國家稅收等考量，於2010年公佈第23號公報，實施「煤炭生產與銷售控制」政策，其主要目的為：

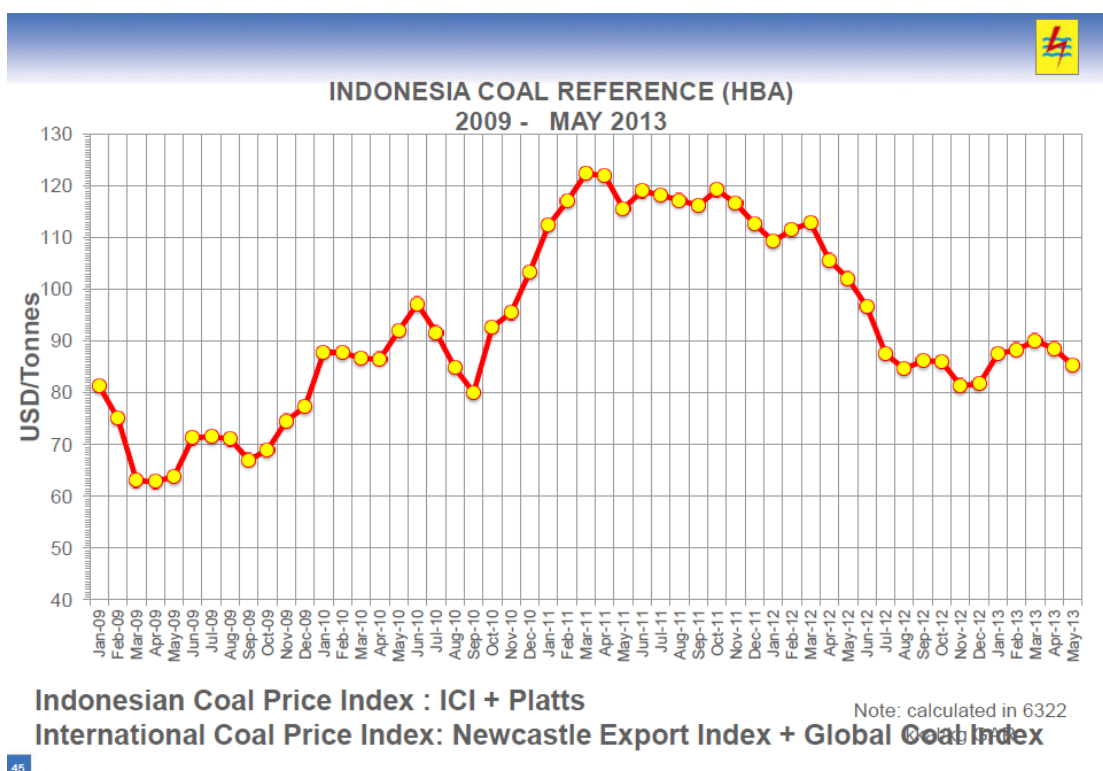
1. 僅符合環保法規時，才可開發煤炭資源。
2. 有效利用該國煤炭資源。
3. 控制銷售數量，解決供過於求現象，以穩定煤價。

#### 4. 充份供應國內煤炭需求。

「煤炭生產與銷售控制」政策實施方式將由能礦部訂定。

### (三) 礦物銷售基準價格(HBA)及相關配套措施

由於印尼已成為全球燃煤最大出口國，且來自煤炭與其他礦物之稅收占全部稅收之 35.8%，煤炭等礦物價格之高低已嚴重影響稅收來源，故印尼政府希望主導包括煤炭在內之礦物市場價格(Price Setter)，不再是市場價格接受者(Price Taker)，於 2009 年 9 月 23 日頒布第 17 號公報，訂定包含煤炭之礦物銷售基準價格(HBA)及相關配套措施，煤炭銷售基準價格每月公佈一次，2009 年 1 月至 2013 年 5 月之煤炭銷售基準價格如下圖。



HBA 政策之實施，已對亞太燃煤市場產生衝擊。由於賣方不得低於 HBA 價格出售煤炭，但因 HBA 落後市場價格指標一個月，在煤價處於下跌趨勢時，賣方將無法依當時市場價格報價(因較 HBA 低)，可能造成買賣雙方無法成交。

#### (四) 印尼生產煤炭熱值有逐年下降之趨勢

依 McCloskey 之預測，印尼生產煤炭熱值有逐年下降之趨勢，如下圖。2011 年平均熱值在 5,720 Kcal/Kg GAD，預測至 2020 年將降至約 5,130 Kcal/Kg GAD。台電公司每年進口印尼煤炭數量約 1,800 萬公噸，未來之採購規範與採購策略須小心因應此種趨勢，以確保燃煤機組在符合環保與運轉需求下，降低購煤成本。



## 二、中國大陸煤炭現況

### (一)近期影響中國大陸煤炭市場需求之政策：

能源發展「十二五」規畫目標：

1. 新建燃煤電廠將以可燃用不同煤種混拌之煤炭設計鍋爐。
2. 加強對環境保護。
3. 提昇能源效率。
4. 減少煤炭在能源結構之比例

擬訂「禁止低熱值、高硫與高灰煤炭進口」措施：

禁止進口煤炭之品質：

熱值：4,544 Kcal/Kg NAR 以下

硫份：2% GAD 以上

灰份：25% GAD 以上

未來中國大陸煤炭進口將以對環境影響較輕之高熱值、低硫與低灰之煤炭為對象。

### (二)能源發展「十一五」與「十二五」規畫之比較：

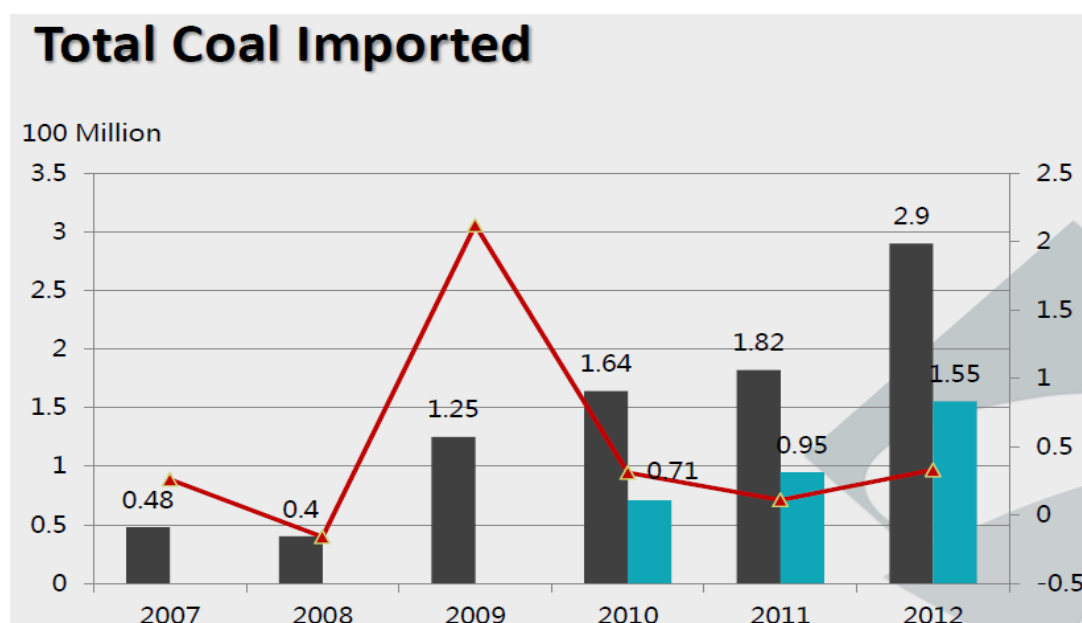
2005~2010 年之能源發展「十一五」規畫，火力發電容量由 390 GW 劇增至 660 GW，年成長率高達 12.7%，同時期煤炭需求由 23.5 億公噸增加至 32.4 億公噸，年成長率達 6.6%。然，2010~2015 年之能源發展「十二五」規畫，火力發電容量由 660 GW 增至 960 GW，年成長率 7.8%，同時期煤炭需求由 32.4 億公噸增加至 41 億公噸，年成長率僅達 4.8%，如下表。

項目	單位	「十一五」規畫			「十二五」規畫		
		2005	2010	年成長率 (%)	2010	2015	年成長率 (%)
初級能源產量		2160	2970	6.6	2970	3660	4.3
煤炭需求	百萬噸	2350	3240	6.6	3240	4100	4.8
電力裝置容量	GW	520	970	13.3	970	1490	9
水力	GW	120	220	12.9	220	290	5.7
火力	GW	390	660	12.7	660	960	7.8
核能	GW	6.85	10.82	9.6	10.82	40	29.9
風力	GW	1.26	31	89.8	31	100	26.4

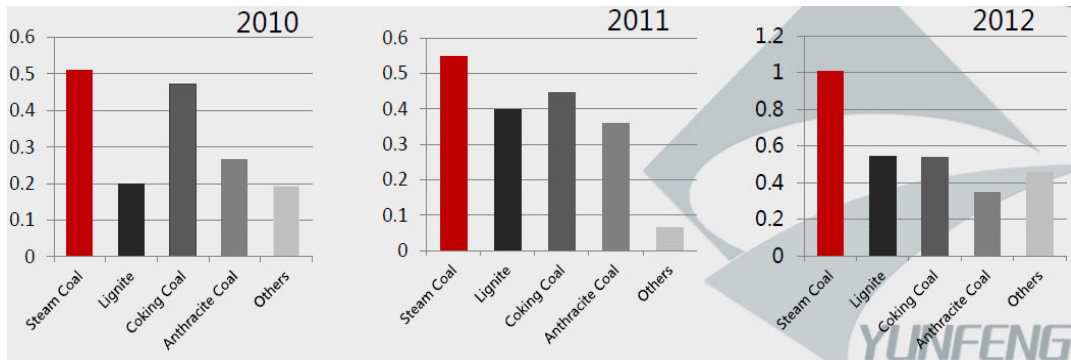
### (三) 中國大陸煤炭進口：

雖然中國大陸為全球第一大產煤國，然因主要產煤區位於北部與西北部各省，而主要用煤區則位於西部沿海各省，加上內陸運輸距離長且基礎設施不足，國內煤到電廠成本較高，故使進口煤有可乘之機。近年來，中國大陸經濟成長快速，用煤需求劇增，進口煤數量亦大幅成長，由2007年之4,800萬公噸增至2012年之2.9億公噸，預估2013年將再擴張至3.8億公噸。各年進口量與種類如下兩圖。

2007~2012 各年煤炭進口量



## 2010~2012 進口煤炭種類分布



### (四) 中國大陸進口煤之有利與不利因素

有利因素：

1. 人民幣持續升值，有利進口商。
2. 鐵路運能不足，須以進口煤補足。
3. 政府政策仍偏向鼓勵煤炭進口。
4. 未來燃煤發電仍穩定成長。
5. 低廉進口煤可抑低發電成本。

不利因素：

1. 各耗能產業之產能過剩，未來用電成長恐不如預期，限制燃煤需求增長幅度。
2. 未來環保法規趨嚴。

### (五) 未來進口煤之展望：

1. 高熱值、低硫與低灰之燃煤將成為市場主流。
2. 「禁止低熱值、高硫與高灰煤炭進口」措施是否實施。
3. 中國大陸煤炭市場將與國際煤炭市場連動。

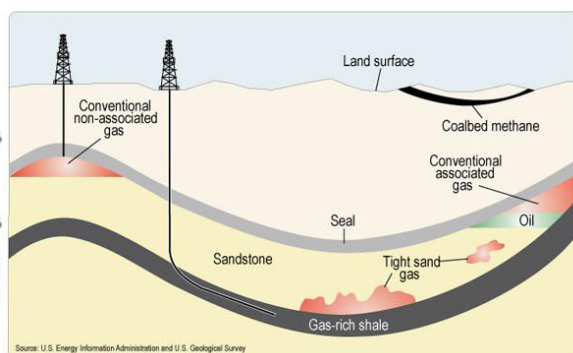
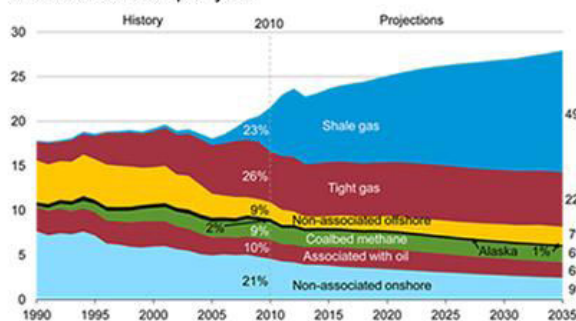
### 三、美國煤炭出口現況

(一)美國煤增加出口之因素如下：

由於美國蘊藏豐富且生產成本低廉之頁岩氣(Shale Gas，如下圖)大量開發，預估頁岩氣產量占全美天然氣產量將由 2010 年之 23% 劇增 2035 年之 49%。

#### U.S. Natural Gas Production 1990-2035

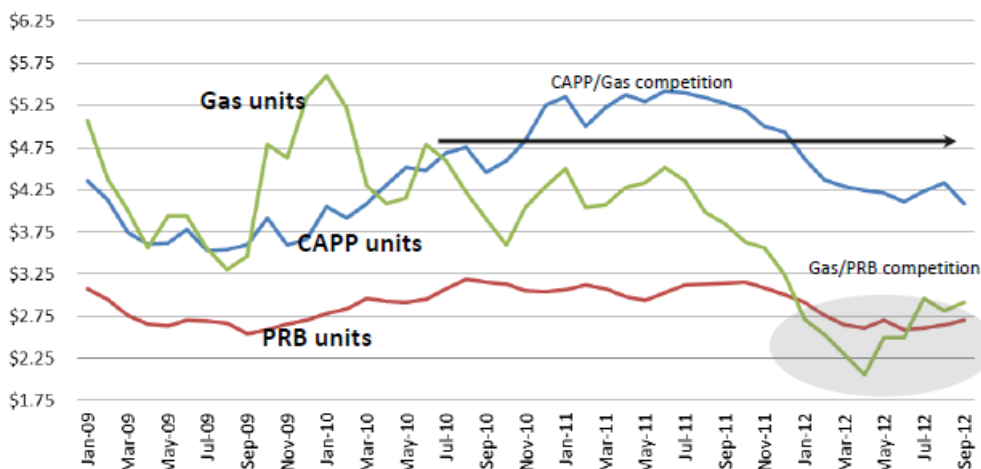
trillion cubic feet per year



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012* (June 2012).

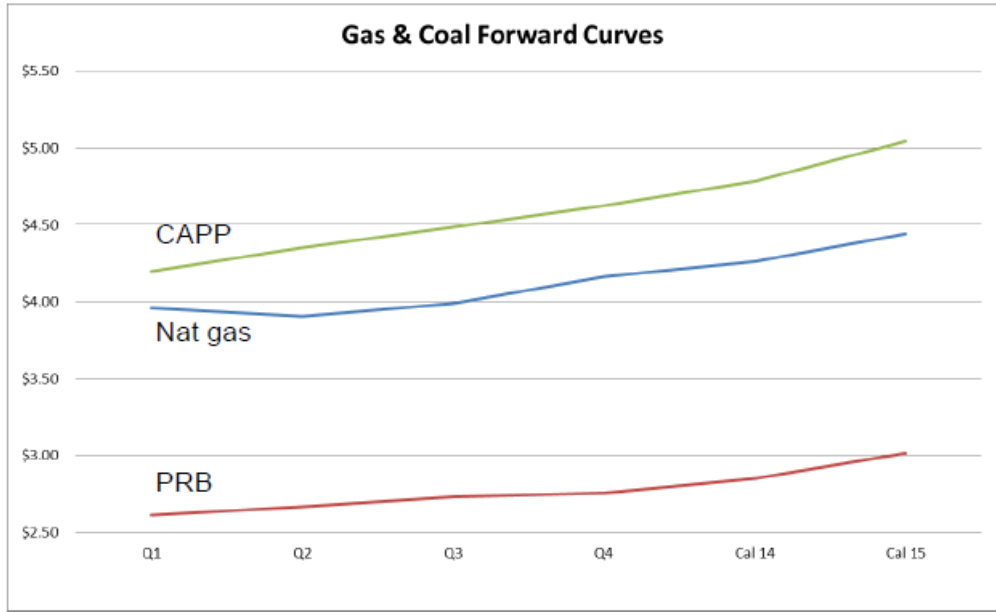
2009 年起，頁岩氣之大量增產，致美國紐約商品交易所(NYMEX)氣價逐步走低，且低於主要供給美國國內電廠所需燃煤之阿帕拉契地區煤價，如下圖。

#### Coal Vs Nat Gas



且預估這種趨勢至 2015 年皆不會改變，如下圖。

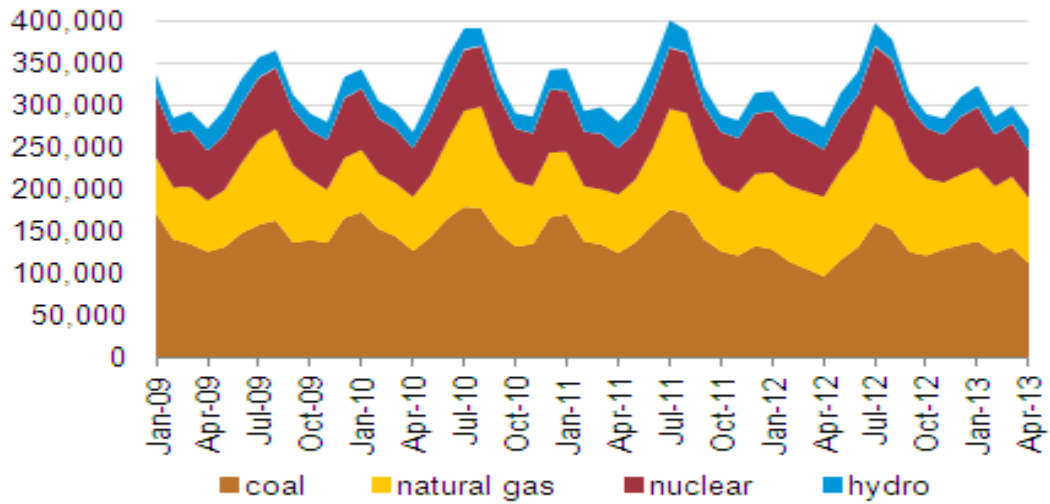




\*coal curves adjusted for heat rate differentials

2010 年美國多項新環保法規上路，尤其在空氣污染排放之要求愈來愈嚴，燃煤電廠除面臨新環保法規外，燃煤價格高漲，亦墊高其發電成本，而逐漸無法與燃氣電廠競爭，各種燃料發電占比如下圖。

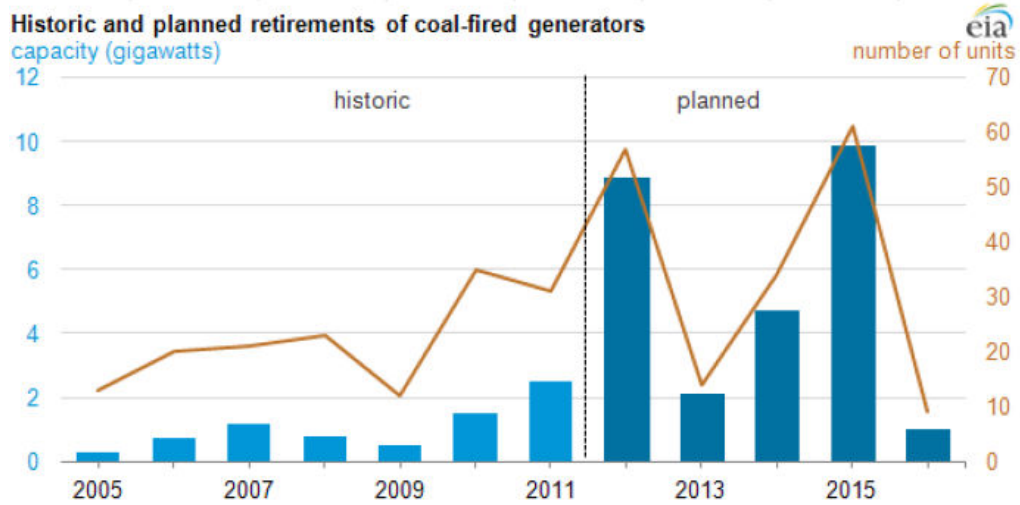
### Net generation by select fuel sources thousand megawatthours



Source: U.S. Energy Information Administration



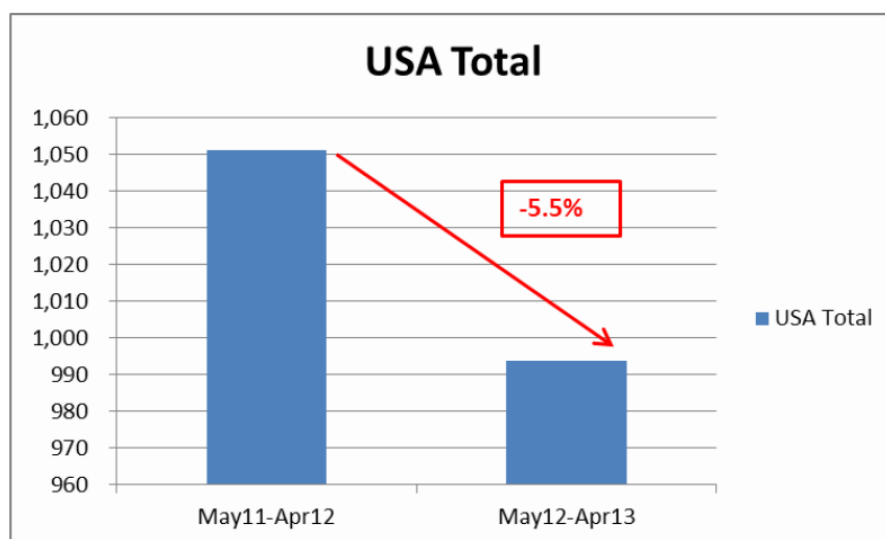
上述因素亦使高燃煤發電成本之燃煤電廠，在高競爭性紅海中敗陣下來，面臨被淘汰之命運。於 2015 年，約 59GW 裝置容量之燃煤電廠，被迫退休，如下圖。供給過剩之燃煤只能尋求出口一途。



受到國際鋼鐵業蕭條致美國焦煤出口受阻，及美國高成本燃煤機組(使用高成本之阿帕拉契燃煤與須加裝昂貴之環保設備)除役致國內燃煤需求不振等因素影響，美國煤產量下滑，如下圖。



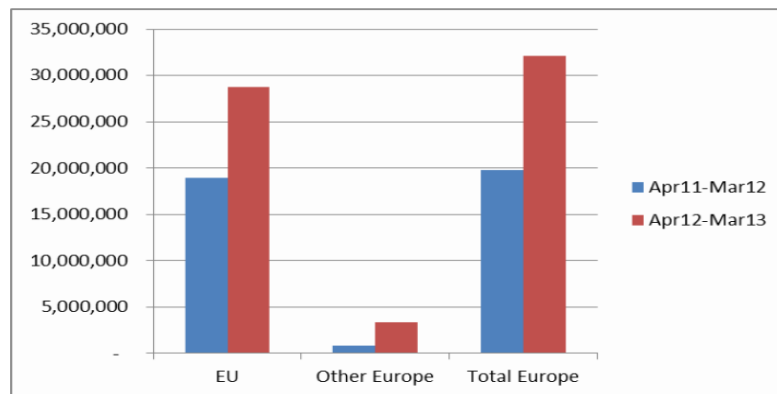
## USA Total Coal Production (Metric tons-millions)



受全球海運市場萎靡、歐洲燃氣價格仍高於燃煤、及中國大陸對美國高硫高熱值煤與印度對亞煙煤需求殷切等因素，美國燃煤對歐洲與亞洲出口大幅成長，如下兩圖。



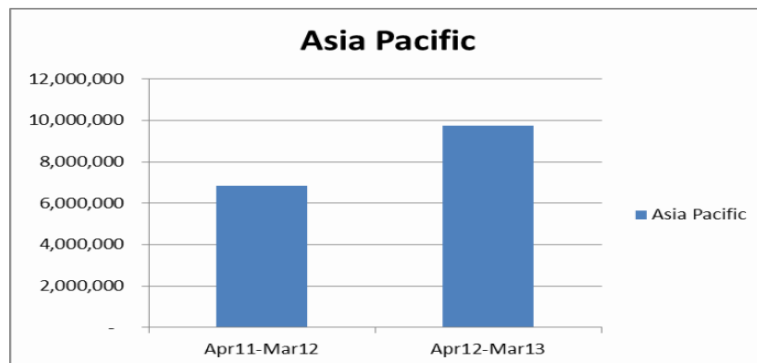
### US Thermal Coal – Exports to Europe LTM April 11-March 12 vs. April 12-March 13(MT)



Increase of 62.0%

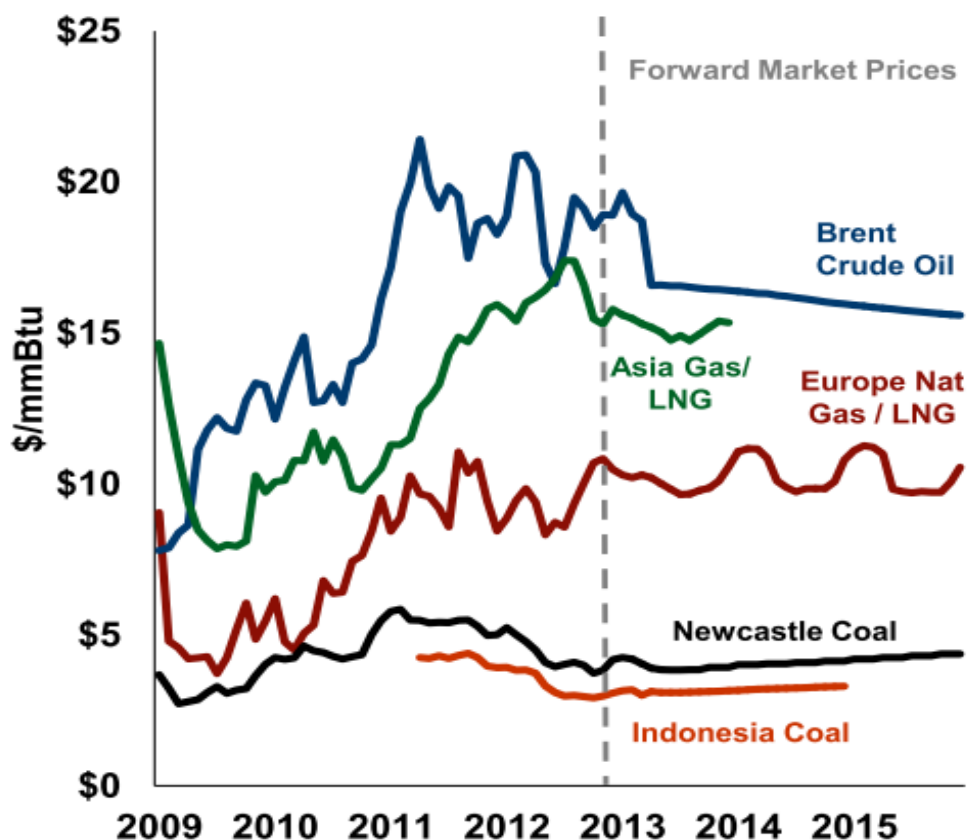


### US Thermal Coal – Exports to Asia Pacific LTM April 11-March 12 vs. April 12-March 13



Increase of 42.1%

由下圖顯示，相對於國際原油與天然氣價格而言，短期內燃煤發電之成本仍最具競爭力。



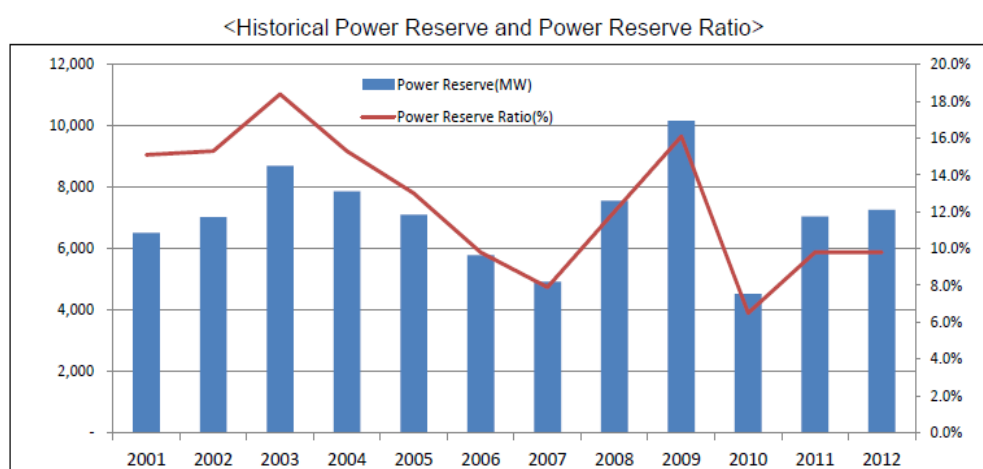
## (二)美國煤出口展望：

1. 未來 3-5 年，美國老舊且不符環保要求之燃煤機組將被淘汰。
2. 預估美國國內天然氣價格將維持在 US\$3.5~4.5/MM Btu，而煤炭產量將依市場需求量產。
3. 2013 年來，低迷之國際煤價已衝擊美國煤之出口。除非國際煤價回到每公噸 100 美元以上，否則 2013 年美國煤炭出口量將不如 2012 年。

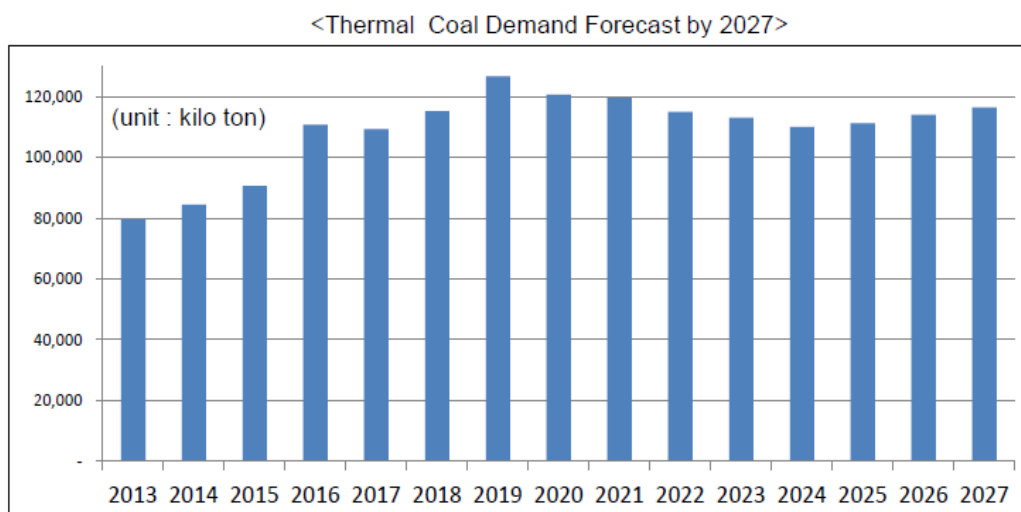
#### 四、韓國電力與燃煤需求及燃煤採購策略

##### (一)電力與燃煤需求：

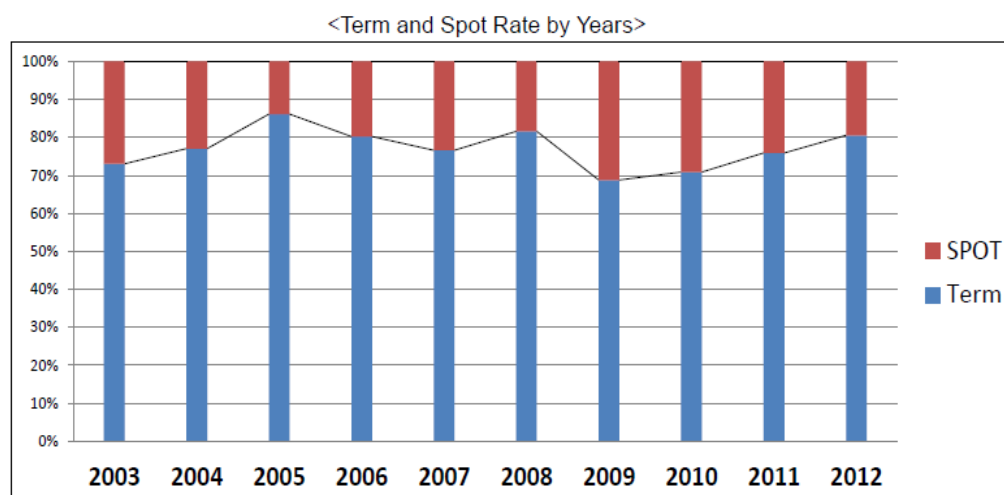
1. 2012 年電力裝置容量以燃煤最高(31%)、其次為燃氣(27%)、第三為核能(25%)；以發電量而言，以燃煤最高(39%)、其次為核能(30%)、第三為燃氣(25%)，其中，燃煤與核能為基載。
2. 2008 年之備轉容量達 17%，後因電力需求超過預期與極端氣候等因素，2012 年已降至 10%，如下圖。



3. 為穩定供電，2016 年以後之備轉容量將提高至 22%，並維持在這個水準。
4. 燃煤裝置容量將由 2012 年之 23.41GW 倍增至 2027 年 46.67GW，但因擴增核能機組且提高核能發電容量因素至約 80~85%，燃煤發電容量因素則將由目前約 95%，降至約 70%。
5. 燃煤需求因裝置容量提升而增加，年需求量由 2013 年之 80 百萬公噸擴張至 2019 年之 126 百萬公噸，之後，2027 年因燃煤發電容量因素下降而縮減至約 110 百萬公噸，至 2027 年之燃煤年需求量如下圖。

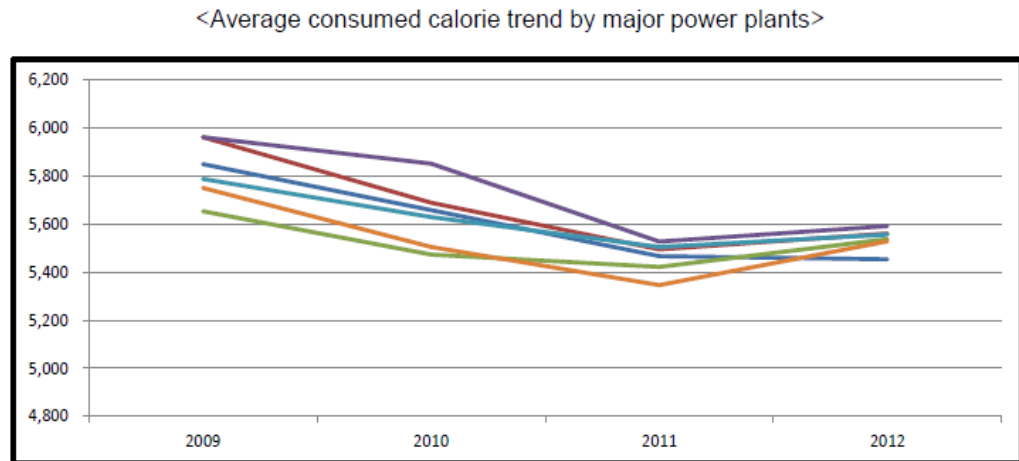


6. 2000 年，國營韓國電力公司將旗下發電廠拆分為 6 家電力公司，其中，5 家電力公司擁有燃煤發電廠，而東南電力公司(KOSEP)之年燃煤需求最高，約 25 百萬公噸，占全部發電需求量約 31%，東西電力公司(EWP)約 20%，其餘 3 家則分別約占 16%。
7. 2012 年，韓國進口煤源分布為：印尼 45%、澳洲 34%、美國 8%、南非與哥倫比亞合計 13%。中國大陸因價格較高，自 2010 年起不再進口。
8. 長約占比為 70~85%，現貨占比約 15~30%，過去十年之長約現貨占比如下圖。



9. 2009 年起，因積極使用低熱值進口煤，6 家主要燃煤電廠平均熱值由約 5,800 Kcal/Kg NAR 降至約 5,450 Kcal/Kg NAR。然因，

2010年9月15日發生全國大停電，可能係所購亞煙煤熱值較預期低很多，電廠總出力大幅低於總負載所致。為避免類似事件再次發生，所購燃煤平均熱值則提升至約 5,500 Kcal/Kg NAR，如下圖。



## (二) 燃煤採購策略：

### 1. 增進供應穩定：

- 以長約為主，占比 70% 以上。
- 高熱值煤由澳洲分散至南非與俄羅斯，低熱值煤則由印尼分散至美西煤。
- 為避免煤源供應短缺，5 家擁有燃煤機組之電力公司加強「相互支援燃煤(SWAP)」措施。
- 積極進行海外煤礦投資，增加投資礦源 Off-Take 之數量，長期以年需求量 40~50% 為目標。

### 2. 採購經濟性：

- 加強 5 家擁有燃煤機組之電力公司之燃煤聯合採購。
- 加強長約年度價格之聯合議價。
- 適時進場採購現貨。
- 增加與指數連動定價、買方數量彈性選擇權之採購。

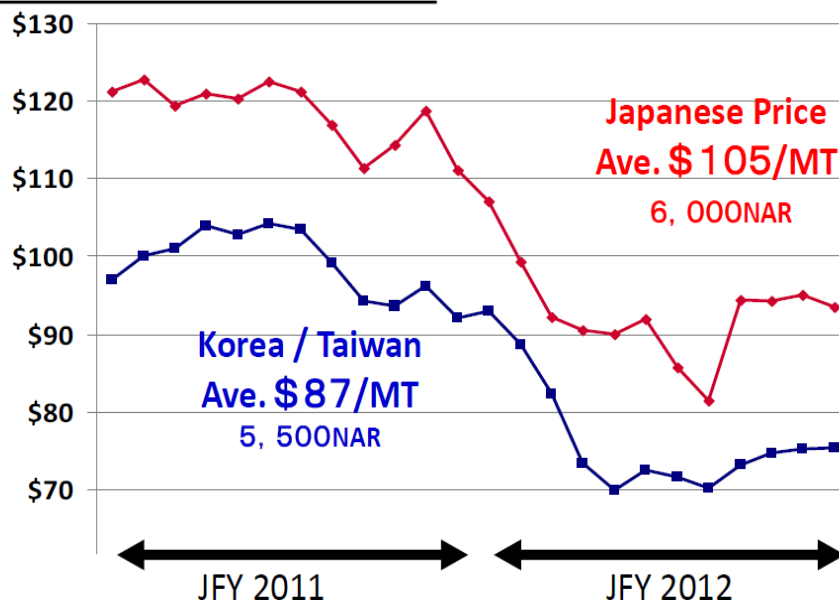
## 五、轉變中之日本燃煤市場與中部電力公司採購策略

### (一) 轉變中之日本燃煤市場

1. 2010 年以前，日本是全球最大燃煤進口國，但受到政府不支持燃煤發電政策影響，燃煤需求達到飽和。
2. 2011 年大地震引起海嘯致核能機組停機迄今，須由燃煤與燃氣火力發電補足用電缺口。2013 年起，將有新燃煤機組商轉。
3. 日本政府放寬「環境影響評估審查作業準則」，包含訂定透明之環境影響評估審查準則、縮短環境影響評估審查期限(由 3 年減為 1 年)。東京電力公司 2,600 MW 新燃煤電廠適用新準則。
4. 因應使用大量燃氣發電取代核能發電，然各電力公司因政府不輕易同意調高電價，致虧損十分嚴重。
5. 傳統上，日本電力公司仰賴澳洲高熱質「品牌煤」，由於熱值較高，故燃煤成本較使用低熱值煤之台灣與韓國電力公司昂貴，2011 與 2012 年日本、南韓與台灣平均煤價如下圖。

### Australian FOB Prices

Comerences  
www.coaltrans.com



Larger price differential compared to CV differential



6. 日本電力公司須改變傳統燃煤機組營運模式

(1) 將使用更多低熱值煤，以降低購煤成本。

(2) 澳洲煤商無法再依靠日本給予之高煤價，而須進一步削減成本。

(二) 中部電力公司燃煤採購策略

1. 放寬煤炭品質，積極試燒新煤質煤炭。

2. 強化煤場混拌設施並裝設熱值監視器監控亞煙煤熱值。

3. 彈性之契約定價機制：

(1) 透過其 100% 子公司 Chubu Energy Trading Singapore (CETS) 與煤商簽訂與指數連動價格之採購契約。

(2) 與 CETS 合作夥伴--法國電力公司子公司 EDF Trading Limited (EDFT) 簽訂轉換合約(SWAP)，將與指數連動價格之採購契約轉換為固定價合約。

(3) 由中部電力公司與 CETS 簽訂固定價合約。

(4) 經由上述安排，中部電力公司無須與煤商議價。

(5) 透過子公司 CETS 採購中部電力公司所需煤炭外，亦仲介煤炭給日本之其他電力公司與私人企業及韓國電力公司。

(三) 結論

1. 未來日本將有更多燃用低熱值煤之電廠商轉，以降低成本。

2. 在電價不易調漲下，日本電力公司須戮力降低燃料成本，燃料供應商亦須致力縮減成本。

3. 中部電力公司藉由子公司 CETS 之行銷模式來降低燃料成本。

## ※Coaltrans 會議期間之其他相關議題：

### 一、與契約商、大型煤商及投資銀行交換燃煤市場相關議題

在會議期間，與包含 Xstrata、Peabody、Jembaran、ABK、MSJ、Kideco 及 Berau 等澳洲及印尼定期契約供應商召開雙邊會議，就國際煤炭供需與價格趨勢、台灣地區能源政策、台電公司長期電源開發方案與燃煤需求等交換意見。其中，因跌跌不休的煤價已衝擊煤商的獲利及中國大陸政府計劃禁止低熱值、高硫份與高灰份煤炭進口之政策為主要議題。

有關跌跌不休的煤價已衝擊煤商的獲利之議題，煤商表示，預估澳洲煤商中，約有半數已產生虧損，有三分之一瀕臨虧損；印尼煤商中，約有三分之一產生虧損或瀕臨虧損。為因應此困境，煤商紛紛採取關閉高成本礦區、刪減生產成本(如資遣員工、減少外包商)與減產因應。然，澳洲與印尼大煤商表示，由於受到採礦租約與內陸運輸、港口裝煤 Take-or-Pay 合約影響，減產幾無可能，且預期下半年中國大陸經濟應會回溫，可帶動燃煤需求，煤價止跌回升應可期待。

有關中國大陸政府計劃禁止低熱值、高硫份與高灰份煤炭進口之政策部分，煤商對於此政策是否能實施均表示懷疑。煤商認為，中國大陸煤產量高，但主要煤產區與用煤區距離數千公里，且其內陸運輸設施仍有不足，禁止低熱值、高硫份與高灰份煤炭進口，將造成國內用煤缺口，影響發電與經濟成長。然，熟悉中國大陸事物之貿易商則認為，中國大陸政府為挽救國內煤炭嚴重供過於求致國內煤價劇跌之現況，及改善國內嚴重空氣污染，此項政策勢在必行。

### 二、與美國大煤商 Arch Coal 與 Xcoal、俄羅斯 SUEK 及投資銀行 Macquarie Bank 與 Vollect Capital 等就台電未來燃煤需求與燃煤現貨與長約標案內容與過程進行會談。由於在 2022 年前，台電將有 7 部各 800MW 超臨界燃煤機組商轉，年燃煤需求將達 4,000 萬公噸，與會人員對台電燃煤標案表示極高興趣，故預期短期內將有新的投標商出現在台電現貨標案。

### 三、在與各廠商會談中，與會人員大多表示，目前燃煤供過於求的現況至少維持至今年年底，但若煤價持續下跌，導致大部分煤商處於鉅額虧

損下，減產與關廠將是煤商不得不然的結果，至時若全球景氣逐漸回溫，供需回歸平衡。大部分之廠商預期，至明(2014)年第 2 季以後，供需平衡的機會高，今年年底至明年第 1 季間燃煤現貨價格或有可能觸底。

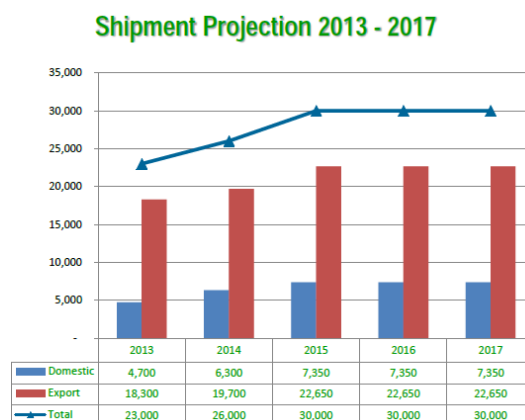
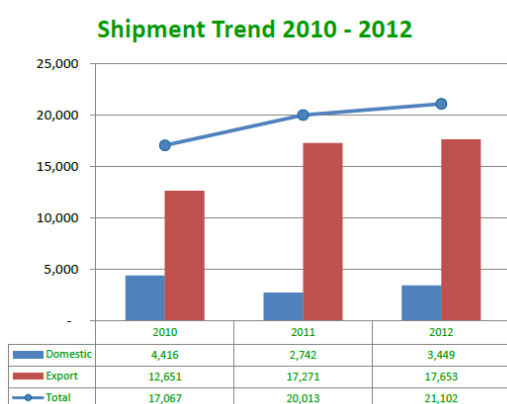
四、2014 年台電公司現貨比率可能達 44%，數量約 1,150 萬公噸，約 150 條船貨，數量不謂不大，須儘早於煤價反彈回升前完成佈局。另，36 個現有長約須進行年度議價，似可考慮分散議價時點，以降低價格風險。

## ※赴 Berau 礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況。

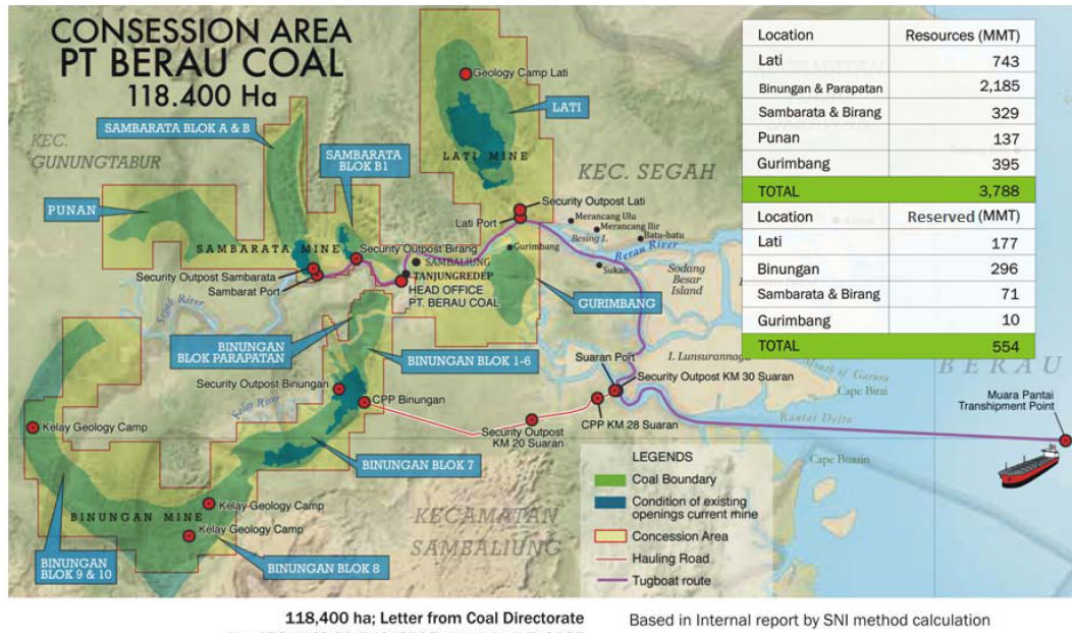
台電公司 102 年燃煤採購量為約 2,716 萬公噸，印尼煤約占 69%，為台電公司最大進口國。其中 Berau 目前與台電公司共簽訂 5 個一般亞煙煤定期契約，102 年定期契約年供應量約 250 萬公噸，為台電公司最重要之印尼一般亞煙煤供應廠商之一，渠供應穩定攸關台電公司之燃煤供應安全甚鉅。乘參加第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議之便，赴 Berau 礦區及裝貨港，瞭解渠產銷營運及交貨狀況，並就未來燃煤市場展望交換意見，供台電公司營運參考。

### (一) Berau 公司簡介

PT Berau Indonesia (Berau) 為印尼政府第一代 CCOW 簽約公司，1983 年正式商業運轉並迅速擴充產能，2012 年產能即達 2,110 萬公噸，較 2011 年之 2,010 萬公噸僅增加 100 萬公噸，成為印尼第 5 大煤炭生產商與出口商。其中，出口量 1,770 萬公噸，內銷 340 萬公噸。原 2012 年之計畫產量為 2,500 萬公噸，然全球燃煤需求不如預期，產量不斷下修，出口量亦僅較 2010 年增加 38 萬公噸，為 2009 年以來，出口增量最少之一。該公司預估 2015 年之產量將達 3,000 萬公噸，2010~2012 年實際產量與出口量及 2013~2017 年預估產量與出口量如下圖。



Berau 礦區位於印尼東加里曼丹省 Berau 地區，礦區包含 Lati、Binungan、Sambarata、Punan 及 Gurimbang 等，依 2012 年符合 JORC 標準之調查報告，Berau 礦區煤炭蘊藏資源量(Resources)達 37.88 億公噸，煤炭蘊藏量(Reserves)則為 5.54 億公噸，如下圖。



所產煤炭屬一般亞煙煤之品質，熱值介於 5,000~5,300 Kcal/Kg GAR 間，如下表，為亞太地區主要電力公司所採用。

Block Area	Coal Quantity (MT)	TM %	IM %	Ash %	TS %	VM %	FC	CV (kcal/kg)		AFT
		(arb)	(adb)	(adb)	(adb)	(adb)	(adb)	(gar)	(adb)	(IDT)
Lati	143.1	24.6	18.8	4.9	1.2	38.1	39.0	5,007	5,397	1,119
Binungan - Prapatan	21.6	21.4	15.5	4.1	0.6	38.0	42.8	5,295	5,699	1,053
Binungan - Block 7	58.7	22.3	17.2	4.1	0.3	38.6	40.1	5,177	5,472	1,135
<b>Grand Total</b>	<b>223.4</b>	<b>23.7</b>	<b>18.1</b>	<b>4.6</b>	<b>0.9</b>	<b>38.2</b>	<b>39.7</b>	<b>5,079</b>	<b>5,446</b>	<b>1,117</b>

目前生產中之礦區為 Lati、Binungan、Sambarata，生產流程分述如下：

### 1. Lati 礦區

以挖土機與卡車方式進行生產，所產煤炭運至 11 公里外之碎煤場碎煤後，以皮帶機送至駁船碼頭儲煤場，再以駁船運至外海

裝煤點 Muara Pantai，以海上浮動裝煤設備(Floating Crane)裝至煤輪。

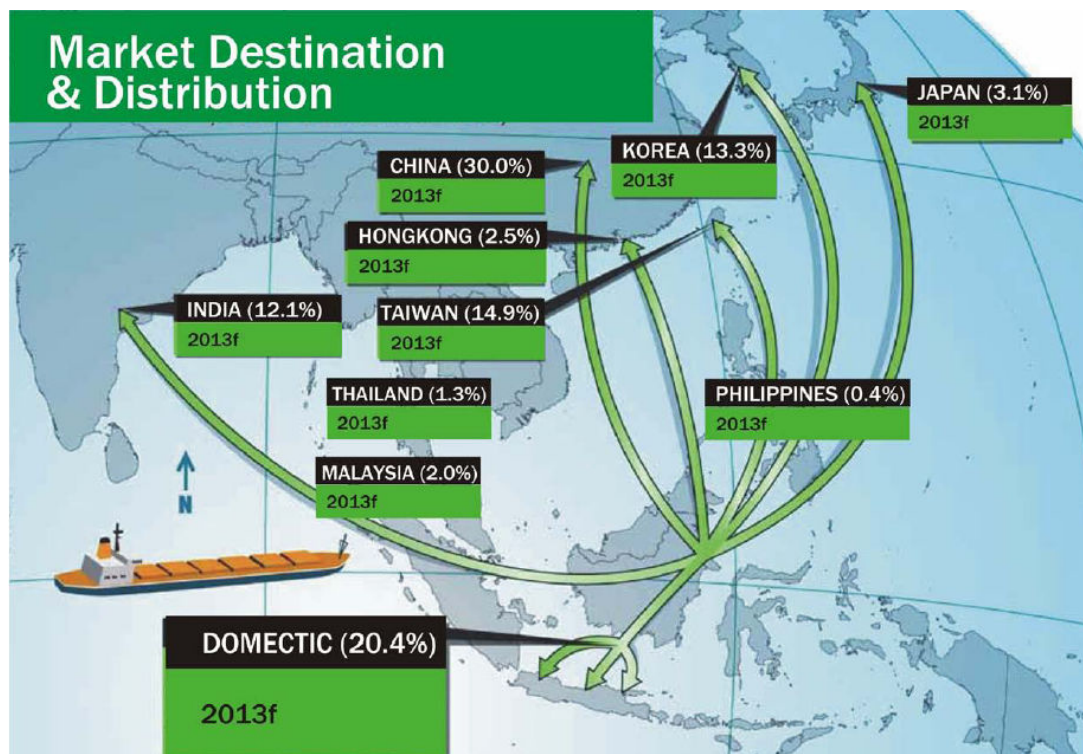
## 2. Binungan 礦區

以挖土機與卡車方式進行生產，所產煤炭運至 2.5 公里外之碎煤場碎煤後，以卡車運至 28 公里外之碼頭儲煤場，再以駁船運至外海裝煤點 Muara Pantai，以海上浮動裝煤設備裝至煤輪。

## 3. Sambarata 礦區

以挖土機與卡車方式進行生產，所產煤炭運至 2 公里外之碎煤場碎煤後，以皮帶機送至駁船碼頭儲煤場，再以駁船運至外海裝煤點 Muara Pantai，以海上浮動裝煤設備裝至煤輪。

Berau 煤炭主要銷往中國大陸、台灣、韓國、印度、日本等 17 個亞太地區國家，2013 年預計之出口國家與比例如下圖。



## (二) 參訪後感想與建議

1. 受行程緊湊限制，此次參訪僅至 Binungan 礦區與 Muata Pantai 外海裝煤點。Binungan 礦區共分 7 個採礦區，由 3 家外包商負責生產，每天產量達 2 萬公噸以上。由於採礦區範圍廣、外包商多、以多煤層同時開採，且皆送至相同碎煤場碎煤，如何控制卡車司機將所產不同煤層煤炭運至指定地點，是礦區經理相當重要之品管課題。由於該公司制定相當嚴謹之品管程序，參訪時，經礦區經理實地說明，確實嚴格執行其程序，印象相當深刻。另在 Muata Pantai 外海裝煤點，該公司共租用 7 艘海上浮動裝煤設備，同時為不同客戶裝載煤炭，裝煤效率高，故該公司交運台電公司煤炭之品質與交期絕大多數皆符合要求。
2. 2000 年迄今，Berau 與台電公司皆簽有定期契約，並積極參加現貨標案，近幾年之年供應量皆在 250 萬公噸左右，為台電公司最大印尼煤供應商。然，由於礦區開採位置不同，所產煤炭之  $\text{Na}_2\text{O}$  大多介於 2~5%，雖符合台電公司採購品質規範，但在印尼煤中，屬較高  $\text{Na}_2\text{O}$  之一。由於高  $\text{Na}_2\text{O}$  易造成積灰，且有易結渣傾向，不適合電廠以單燒方式燃用，以搭配高熱值高灰融點澳洲煤燃用，較易控制積灰與結渣之生成。
3. 由於 Berau 煤屬低灰、高硫亞煙煤，台電公司燃煤機組雖裝有煙氣除硫設備(FGD)，但高硫份亦易造成結渣，台電公司正考慮降低硫份採購規範，故參訪中亦提醒該公司儘量交運較低硫份之煤炭，以免受罰。

## 肆、結論與建議

一、本年第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議，計有煤炭、貿易、運輸、政府部門、公用事業、煤炭用戶計 1,400 餘人出席參加。由於目前全球燃煤市場處於供過於求，買賣雙方皆須利用本次會議瞭解未來燃煤市場供需走向。台電公司現有燃煤供應來源約有 65% 來自印尼，會議議題與台電公司燃煤採購業務十分密切相關，參加本次會議可對印尼煤未來供應趨勢與發展有所瞭解與掌握，有助於台電公司日後的燃煤燃用與採購規劃。另，出席本次會議亦同時與煤商、煤炭貿易商、電力公司代表等相關業者進行雙邊會談，彼此交換商情資訊，此為參加本次會議的另一項功能。值此國際煤價大幅波動之際，出席參加本次會議獲取亞太煤市價格及供需資訊，以利掌握較佳的採購時機，誠屬必要。

二、此次會議有幾項議題，值得供未來台電公司燃煤採購之參考：

1. 與會人員大多表示，目前燃煤供過於求的現況至少維持至今年年底，但若煤價持續下跌，導致大部分煤商處於鉅額虧損下，減產與關廠將是煤商不得不然的結果，至時若全球景氣逐漸回溫，燃煤供需回歸平衡。大部分廠商預期，至明(2014)年第 2 季以後，供需平衡的機會高，今年年底至明年第 1 季間燃煤現貨價格有可能觸底。台電公司應密切觀察燃煤市場供需情勢發展，儘早進場佈局 2014 年所需煤炭，以降低購煤價格風險。
2. 美國因頁岩氣大量開發、環保法規日趨嚴格、及美國總統要求減少 CO<sub>2</sub> 排放等因素，未來美國燃煤機組裝置容量將逐年降低，國內燃煤需求萎縮。但美國煤生產成本較低，未來在內陸運輸與出口港設施擴充後，只要海運費不過份高漲，美西煤流向亞洲之數量將大幅增加，其到岸價格可與印尼煤競爭，台電公司應積極洽請美西煤商參加現貨標案，提高美國煤之進口比例，以分散煤源，降低對印尼煤之過度依賴。
3. 為降低購煤成本，韓電與日電之作為值得台電公司考慮：
  - (1) 韓電積極進行海外煤礦投資，除掌握煤源外，亦為煤價自然避險方式之一。
  - (2) 日本中部電力公司成立能源交易子公司，除替母公司進行煤價避



險外，亦積極仲介煤炭至日本與韓國客戶，創造盈餘。

(3) 日電與韓電之價格與指數連動長約比例逐年增加，以縮減長約年度固定價格與現貨價格之價差。

三、目前台灣地區燃煤年進口量約 5,700 萬公噸，其中，台電公司年進口量約 2,700 萬公噸，約占 47%；台塑約 2,100 萬公噸，約占 36%；其餘則為和平電力、中鋼、汽電共生業、造紙業與一般工業，約占 17%。由於台電公司燃煤採購能力強，購煤價格相當具競爭力，除台塑公司外之其他燃煤進口業曾建議台電公司代其從事燃煤採購業務。

目前台電公司燃料處燃煤採購、運輸、海外煤礦投資及擁有 6 艘自有煤輪等燃煤供應鏈團隊，人才、能力、經驗與資源國內首屈一指。若能參考日本中部電力公司作法，將燃料處從台電公司獨立出來成立一家能源供應公司，並開放國內燃煤進口業者認股，而台電公司在能源公司股權降至 50% 以下，成為一家民營公司，以收取服務費方式，為國內燃煤業者採購與提運所需燃煤，服務費率可參考市場行情訂定。

此項建議，除可降低購煤成本外、亦可充份運用台電公司現有資源，創造公司利潤，並成為台電公司多角化之一環。