

目 錄

壹、出國緣起與任務：

貳、出國行程：

參、工作內容

一、第 12 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議重要議題摘要

(一)中國大陸煤炭產業面臨競爭環境改變下之挑戰

(二)印尼煤在亞太煤炭市場的供需展望

二、中國大陸煤炭與電力產業現況介紹

(一)中國大陸燃煤供需現況

(二)中國大陸燃煤供需展望

(三)中國大陸燃煤進出口現況

(四)中國大陸燃煤進口展望

(五)影響中國大陸國內燃煤價格之因素分析

(六)中國大陸電力產業燃煤使用概況

(七)中國大陸電力產業燃煤需求預測

(八)中國大陸煤炭交易指數發展現況

三、與中國大陸定期契約供應商訪談摘要

肆、結論與建議：

壹、出國緣起與任務：

- 一、第 12 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議於今(103)年 4 月 10~11 日在中國大陸上海市召開，會中針對中國大陸煤炭供需情勢、進出口與煤炭產業發展進行分析與研討，除了中國大陸本地煤炭生產及消費廠商外、包括亞太地區主要燃煤生產者及消費者均出席會議，進行燃煤產業相關資訊之交流，本次會議主要議題包括：1.亞太地區燃煤市場供需現況與展望；2.印尼可能限制燃煤出口之相關政策；3.中國大陸能源使用現況與未來展望；4.中國大陸政府的政策對於國內煤炭生產、消費與進出口之影響；5.中國大陸國內燃煤生產、需求及進口趨勢分析；6.中國大陸在全球散裝航運市場扮演的角色。
- 二、根據統計資料，92 年時中國大陸全年燃煤進口量僅有約 500 萬公噸，預估今(103)年全年燃煤進口量將達到 2.3 億公噸，成長幅度逾 40 倍，占亞太地區總進口需求量約 30%，遠高於第 2 名印度之 1.4 億公噸及第 3 名日本之 1.3 億公噸。由於中國大陸已是亞太地區最大進口國，在市場供過於求的情況下，中國大陸內銷煤價格已成為左右亞太地區燃煤價格漲跌的關鍵因素。因此了解中國大陸的燃煤發展情勢有其必要性，本次會議所獲資訊對本公司燃煤採購及營運策略之研擬，頗具參考價值。
- 三、印尼、澳洲與中國大陸為本公司主要煤源國，目前本公司與中國大陸神華集團所屬之神華香港國際貿易有限公司及中煤能源集團所屬之中煤能源香港公司間各簽訂有 1 個定期契約，總名目契約量為 100 萬公噸。因中國大陸煤之煤質與澳洲煤相近，同屬高熱值煙煤，且中國大陸距台海程近，抵台

僅需 3~4 天，遠低於澳洲煤之平均約 15 天，若遇澳洲煤供應吃緊時，則中國大陸煤可作為緊急調度之用。故趁此次參與會議之便，一併與神華集團公司與中煤能源集團公司有關人員進行會晤，對契約項下之燃煤交運、船期安排、年度價格等議題交換意見。此外，因前述 2 個定期契約均將在 104 年結束，故亦於會晤時說明本公司燃煤需求之現況與展望，並鼓勵渠等積極參與本公司各項燃煤定期契約及現貨標案。

貳、出國行程：

日期	工作地點	工作內容
103/04/07~103/04/07	台北↻中國大陸上海	往程
103/04/08~103/04/08	中國大陸上海	與神華集團公司人員進行會晤。
103/04/09~103/04/09	中國大陸上海	與中煤能源集團公司人員進行會晤
103/04/10~103/04/11	中國大陸上海	參加第 12 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議(Coaltrans China)
103/04/12~103/04/12	中國大陸上海↻台北	返程

參、工作內容：

一、第 12 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議重要議題摘要

(一) 中國大陸煤炭產業面臨競爭環境改變下之挑戰

1. 煤炭產業投資過熱，造成產能過剩與資源耗損問題：

中國大陸 2012 年的煤炭消費量已達 35.3 億公噸，是 2002 年消費量 15.2 億公噸的 2.3 倍，在 2006~2012 年期間，煤炭需求量的成長率平均為 8.9%，在 2012 年時，中國大陸的煤炭消費量已占全世界的 44%。這樣快速的成長，讓大量資金湧入煤炭產業中，在 2006~2011 年期間，累計投資額達人民幣 1.74 兆元，年成長率平均為 27%，但因成長速度遠高於下游消費者如發電產業及鋼鐵產業的成長速度，導致煤炭產能過剩及投機資金推高煤炭生產成本及價格。此外，中國大陸煤炭進口量已達 3.27 億公噸，如此龐大的進口量已造成中國大陸內銷煤與進口煤出現價格連動的情形，在目前國際市場價格偏弱的局面下，將對中國大陸煤炭產業發展造成傷害，而煤炭產業利潤在未來一段時間將會處於較低的水準。另一個問題是在資源消耗上的隱憂，以中國大陸的燃煤儲量對人口比例來說，人均煤炭儲量只有世界平均數的 2/3，但是人均生產量卻是世界平均數的 2 倍，兩相比較下就可以得知問題的嚴重性。

2. 中國大陸在面臨環保壓力下對煤炭使用的控制：

由於近來中國大陸霾害的影響日趨惡化，政府已將控制煤炭使用列為重要的政策目標，要在 2017 年時將煤炭消費量占初級能源比例降到 65% 以下，為達成此一目標，中

中國大陸政府除針對沿海用煤量大的區域訂出削減使用量的目標，如華北地區預計在 2017 年煤炭使用量要減少 8,300 萬公噸。另外，也計劃以建立電網方式讓燃煤直接在內陸產區電廠發電送達全國，取代目前將煤炭運輸至沿海才能使用的方式。

3. 煤炭替代能源的發展：

除了直接抑制煤炭使用量的政策之外，增加其他發電方式也是中國大陸政府的作法之一。中國大陸 2013 年非化石燃料發電裝置容量已達 3.9 億千瓦，占總裝置容量之占比達到 31.6%，較 2010 年時成長了 4.8%。在 2013 年，非化石能源使用量的成長率為 7.8%，大於整體能源使用量的成長率 4.1%，而占能源消費總量的比例則為 9.8%，中國大陸政府計劃在 2020 年將非化石能源消費比例提升至 15%，而 2030 年，非化石燃料發電的裝置容量占總裝置容量的占比要達到 50%。

4. 成本過高，影響煤炭產業的競爭力：

中國大陸的煤炭原本就面臨了開採成本及運輸成本較高的狀況，近年來在投資過熱的刺激下，進一步提高了成本。2013 年煤炭產業成本成長率約 4.56%，與此同時，BSPI 呈現下跌的局面，在 2013 年的平均價格為每公噸人民幣 589.6 元，較 2012 年的均價減少人民幣 117.5 元，導致利潤率下降了 33.7%，回到 2008 年之前的水準，而 2014 年以來 BSPI 的跌勢依舊持續，造成煤炭產業的利潤率又下降了 11.5%。

(二) 印尼煤在亞太煤炭市場之供需展望

1. 2008~2013 年期間，中國大陸進口量與印尼出口量同步成長：

中國大陸 2008 年煤炭的進口量與出口量大致相同。主要的國際煤源國為越南。中國大陸電廠技術上還無法燃燒印尼的較低熱值煤。印尼煤的主要市場是在東北亞，印尼國內市場占 4,900 萬公噸。

到了 2013 年，中國大陸已經成為全世界最大的煤炭進口國。中國大陸沿海的大部分電廠已能燃燒印尼的較低熱值煤。印尼不僅成為中國大陸和印度最大的煤炭來源國，而且已成為當前全世界最大的煤炭出口國。印尼國內煤炭需求則成長至 7,800 萬公噸。

2. 中國大陸日漸成長的進口量：

進口煤在中國大陸沿海市場的占有率呈現穩定成長，2008 年進口量不到 1 億公噸，2011 年已達 2 億公噸，2013 年約 3 億公噸，2008~2013 年期間之年複合增長率達 46%。進口量成長的主要原因是到岸成本比中國大陸境內煤炭(如山西、陝西、內蒙古)低廉。其他煤炭出口國只能以非標準規範煤來和中國大陸煤及印尼煤競爭。在 2014 年之前，中國大陸受限於基礎設施建設不全，煤炭供給量的成長速度不如需求量，2008~2013 年複合增長率僅為 6%。

2000 年之前，中國大陸沿海的電廠原來主要設計為燃燒山西和陝西的煤炭 (5,000~5,500 kcal/kg NAR)。因內蒙古開採成本低廉，蘊藏量又豐富，而促成了巨型礦區開發

計畫，政府也因此決定在產煤區和沿岸港口之間建設運煤鐵路。

內蒙古煤炭的熱值和印尼煤接近，介於 4,000-4,800 kcal/kg NAR 之間，因此中國大陸境內生產的煤炭有熱值降低的趨勢。近 10 年新建的電廠也已考量到這項趨勢，設計燃燒低熱值煤的鍋爐。如此一來，就讓中國大陸電廠的需求和印尼煤的煤質不謀而合。不過，燃燒印尼煤比中國大陸煤更符合環保排放標準。

對中國大陸南方各用煤省份來說，國內煤炭和印尼煤炭的供給鏈很類似。國內煤炭是從主要的產煤區，在 1~2 天之內以火車或貨車運送到渤海沿岸的港口，再由小型近海船隻於 7 天之內運送到廣東、福建、江蘇、上海、浙江和山東等沿海各省。印尼煤炭則以駁船在 1 天之內運送到海上裝運站，再由煤輪於 7~8 天之內運送到中國大陸南方。澳洲煤和南非煤到中國大陸南方所需的海上航行時間更長，約 15~19 天不等。印尼煤在海運時程上的優勢，使其在價格波動之際，仍穩坐基本煤源國的地位。

比較各主要煤炭出口國 2015 年和 2030 年的 FOB 成本 (6,000 kcal/kg NAR)，印尼的 FOB 成本將會上漲 27%，俄羅斯上漲 34%，哥倫比亞上漲 39%，南非上漲 43%，美國上漲 54%，澳洲上漲 55%。綜上，相較於其他的煤炭出口國，印尼煤的上漲幅度最少。

3. 中國大陸需求量的預測：

中國大陸與印尼在 2020 年之前將須面臨以下的貿易挑戰：

- A. 中國大陸進口面：政府是否會禁止進口低熱值煤；基礎設施完善之後，中國大陸煤炭生產商是否會因而受惠；中國大陸能不能減少仰賴燃煤發電；煤氣化/煤液化的努力是否有成效。
- B. 中國大陸出口面：中國大陸煤炭產能會不會持續成長並超越國內的需求量；政府會不會取消國內產量的上限；出口配額總量能否放寬，以嘉惠國內生產商。
- C. 印尼出口面：印尼政府是否會允許出口量繼續以當前相同的速率持續成長；國際市場是否仍需要印尼煤；印尼國內市場能否吸收增加的產量。

國際能源總署(IEA)和 WoodMackenzie 都對中國大陸發電裝置容量的未來發展做了類似的預測，如：雙方都預測核能發電裝置容量的發展受限，也都強調頁岩氣的開發潛力有限，但無法得知煤氣化/煤液化的成效有多少。

WoodMackenzie 預測 2020 年前中國大陸煤炭的需求成長會超過 10 億公噸。IEA 在「新政策情境」分析模式中假設中國大陸能夠克服許多政治和技術性的挑戰，而煤炭的需求量在 2020 年前均會持續穩定成長。另一方面，2020 年之前，額外需增加的供給量估計可從 3 億公噸到 10 億公噸。結論是：WoodMackenzie 和 IEA 都預測進口煤炭仍是中國主要的選擇，到 2020 年之前進口量將在 3 億至 4 億公噸之間。

4. 中國大陸成長的靈敏度分析：

WoodMackenzie 預測中國大陸沿海燃煤發電裝置容量，直到 2020 年之前會以平均 3% 的速率成長。假設平均成

長率是 2%，對煤炭的進口量的影響如下：

在其他條件都相同的情況之下，2020 年燃煤進口需求成長將會超過 1 億公噸。但是因為平均熱值大幅下滑，將導致燃煤需求量再增加。中國大陸南方有一部分新建的燃煤電廠已經設計成可燃用低熱值煤，尤其是印尼煤。因而印尼煤特別具有競爭力，能夠在中國大陸保住市場占有率(甚至小幅增加)。普遍下滑的熱值也會讓燃煤貿易量增加。結論是中國大陸到 2020 年之前，燃煤進口量將介於 3 億至 4 億公噸之間。

5. 印尼煤炭供應狀況之預測：

印尼擁有豐富的煤炭資源，也能方便地運送到港口。但是大部分的煤炭是中、低熱值煤。2013 年印尼煤炭蘊藏量總共 314 億公噸(低熱值煤 12 億公噸，中熱值煤 17.5 億公噸，高熱值煤僅 1.5 億公噸，非常高熱值煤更僅有 0.4 億公噸)，資源量總共 1,590 億公噸。

但是如果沒有更多的投資，目前開採中的煤礦在未來 5 年內產量將停滯不變。目前的市場狀況並不樂觀，無法支持更多的計畫開發案。如果印尼的可能性較高之計畫開發案無法進行，就必須轉而投資到其他生產成本較高的國家，如澳洲和南非。

6. 亞洲新興國家的供需預測：

印度的發電裝置容量預計在 2030 年之前會成長 2 倍，總共成長 250 GW，其中有 160 GW 是燃煤發電裝置容量。電力需求成長的原因是國內生產總值(GDP)和工業生產指數(IPI)的成長率超過 6%。

WoodMackenzie 預測印度國內煤炭產量在 2030 年之前會超過 10 億噸，比 2013 年產量多出 6 億多公噸，2011 至 2030 年期間年複合增長率為 4.38%。印度國內煤炭產量如果要達到 10 億公噸的水準，就必須在 2020 年之前進行大規模的改革，因為社會和政治約束可能會限制國內產量的增加。IEA 以新政策情境預測印度國內產量，從 2011 年到 2030 年年複合增長率僅為 2.03%。

即使所有的計畫都順利推行，印度國內煤炭產量也無法滿足其需求量，而須仰賴進口。IEA 和 WoodMackenzie 都預測 2030 年之前煤炭進口量將會比現在增加 2 倍。低熱值煤在未來 20 年仍是印度的首選，其中大部分是來自印尼，所以印度必須和其他煤炭進口國競爭印尼煤。在 2021 至 2030 年期間，印尼低熱值煤的產量將無法滿足印度不斷增加的需求量，印度因而必須進口較高熱值和較高成本的煤炭。長久來看，這對煤價有支撐的作用。

東南亞到 2030 年之前仍是世界上成長最快速的地區之一。由於東南亞取得天然氣和其他資源的管道相當有限，惟有印尼煤的產量才能滿足這個地區對煤炭的需求量。東南亞(印尼除外)在 2020 年之前的煤炭進口量將超過 1.3 億公噸。印尼國內的需求量也穩定成長，在 2020 年之前將超過 1.3 億公噸。其他東協國家的國內產量不會明顯增加。總體來看，在東南亞地區印尼煤未來可能供不應求。

7. 小結：

A. 中國大陸有許多不確定的經濟、法規等因素，因而難以預測其電力需求成長的幅度有多少和能源結構的變化。

- B. 如果市場狀況無法支持新的開發計畫，印尼煤的產量將在 2 年內達到高峰，後即難以為繼。
- C. 印尼政府可能限制煤炭產量。
- D. 東南亞和印度可能將是印尼煤近期出口的主要地區。

二、 中國大陸煤炭與電力產業現況介紹：

(一) 中國大陸燃煤供需現況

供給部分：

自 2012 年起中國大陸燃煤價格一直由於供給寬鬆以及總體經濟不景氣而不斷下跌，2013 年總體經濟有所回復，燃煤在需求因素支撐的背景下走勢也有所回升，但是產能過剩的問題仍然存在。中國大陸政府也宣佈了相關改革措施，但效果將不會立即顯現。2013 年中國大陸全年燃煤產量約 37 億公噸，預計燃煤在 2014 年仍要面對如何化解多餘產能的問題，價格上半年仍見低迷，可能會跌至人民幣 540 元以下，下半年或因需求提振而有好轉之可能。

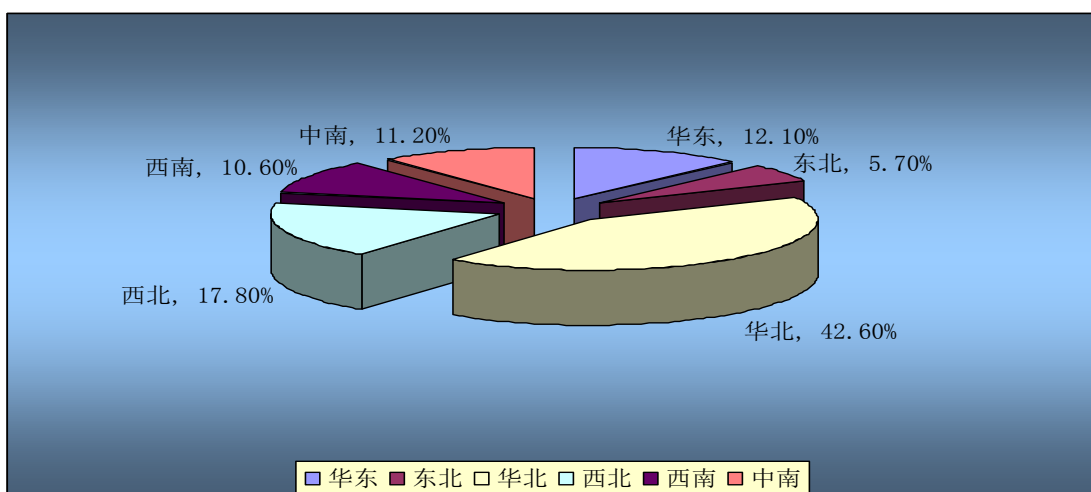


圖 1：2013 年中國大陸燃煤產量地區分佈圖

雖然中國大陸煤業發展相當快速，但也面臨著重要的瓶頸，影響煤業的發展。

首先，煤炭資源分佈不均衡。中國大陸煤炭資源的地理分佈極不均衡，大致是北多南少，西多東少。從分佈區域來看，華北和西北地方煤炭資源豐富，其次是西南地區，華

東地區，中南地區和東北地區。華北、西北地方煤炭儲量大、種類齊全、煤質普遍較好，東、南部地區不僅資源少，而且開採條件複雜、煤質較差，價值不高，這種與經濟發達程度呈逆向分佈的特點，使得煤炭生產地區位於遠離用煤量較大的市場，運輸成本又成為限制煤炭產業快速發展的重要因素。

此外，自國際金融危機爆發以來，世界經濟衰退，加之歐洲債務危機愈演愈烈，世界經濟復甦持續乏力，受此影響，中國大陸經濟成長減緩，與此同時，煤炭市場供給出現相對過剩。受國際市場煤價下跌的影響，國內市場煤價持續走低。

2013年備受全球關注的霧霾天候狀況促使中國大陸政府加強相關環保政策的執行，煤炭產能受到進一步限制；而頻頻發生的煤礦事故也是受到關注的焦點，為進一步加強煤礦安全生產工作，中國大陸到2015年底將關閉2,000處以上小型煤礦。在產能嚴重過剩的背景下，減產是迫在眉睫的任務，因此預計2014年原煤產量可能將低於2013年總產量，燃煤產量也將受到控制而有所減少。

(二) 中國大陸燃煤供需展望

1. 供應能力部分：

煤炭產能增加主要集中在兩個方面：一方面是大型煤炭生產商的新建礦井，另一方面則是大型煤炭生產商在併購中小型煤炭生產商之後，進行的產能擴充。在中國大陸國內煤炭價格出現回升的情況下，隨著需求增加，預計2014年將會有較多的新增產能，預計新增產能約2.2億公噸，同時淘汰效率較低產能7,000萬公噸，煤炭產業產能達到

43.7 億公噸，產量再提升至 37 億公噸，較 2013 年成長 4.7%。2014 年煤炭產業產能利用率將達 88.7%，較 2013 年成長 1%。

2014 年鐵路運力增長中，大秦線可由 4.46 億公噸增加至 4.5~4.6 億公噸；朔黃線改造後 2014 年運量超過 2.5 億公噸，還有 1 億公噸可用空間。惟 2014 年有效鐵路運能增長尚不大。至於北方港口處理能力成長會高於下游煤炭需求增加速度。

2. 需求情形分析：

儘管中國煤炭消耗量在 2014 年仍占全球煤炭需求量的 50% 以上，但印度每年的煤炭消耗量成長速度將維持在 6.3%，印度目前國內煤炭的生產量為約 5.8 億公噸，與其 7.7 億公噸的需求量相比，仍需進口 1.9 億公噸煤炭。到 2016 年印度將超過中國大陸，成為世界上最大的煤炭進口國，並將超越美國成為僅次於中國大陸的第二大煤炭消費國。而在 2017 年以前，中國大陸將維持主要的煤炭消費國地位，但隨著對其他能源資源增加投資，加上淘汰高耗能產業的趨勢，未來五年中國大陸燃煤需求增加速度將逐漸減緩，預計中國大陸煤炭需求增加的速度將遠低於過去 10 年的平均水準。

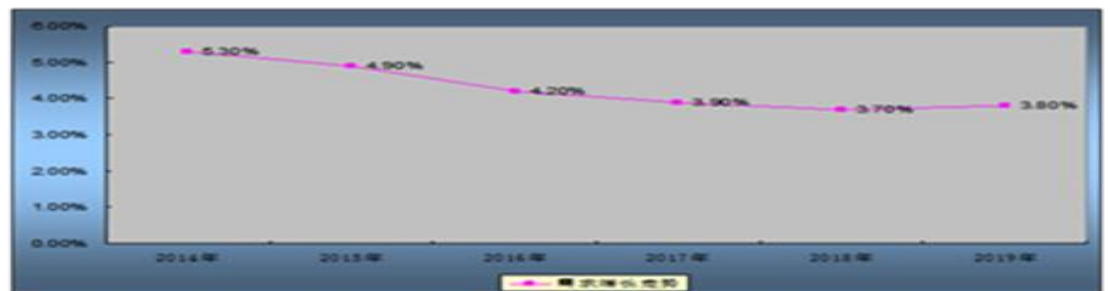


圖 2：2014~2019 年中國大陸燃煤需求成長率走勢圖

(三) 中國大陸燃煤進出口現況

根據中國大陸海關資料顯示：2013 年中國大陸煤炭進口量為 3.27 億公噸，出口 751 萬公噸，淨進口量達到 3.2 億公噸，較 2012 年增加 4,000 萬公噸。自 2009 年中國大陸由煤炭淨出口國轉變成為淨進口國以來，煤炭進口量一路攀升，而 2013 年進口量再次創下新高。

進口依存度方面，2013 年中國大陸煤炭進口依存度為 8.13%，較 2012 年 7.11% 的進口依存度有明顯成長，造成進口依存度持續上升的原因主要有以下幾項：首先 2013 年國際煤價大幅下降，進口與內銷煤價格差異明顯，進口煤即使加上海運、鐵路運費，仍較內銷煤炭享有價格優勢，這就為進口煤需求提供了重要的支撐；其次，中國大陸東南沿海地區企業較多，對煤炭需求一直有增無減，因使用進口煤成本較低，使其成為使用進口煤的主力。另外，因進口煤價格較內銷煤價格低，為減少損失，部分中國大陸煤炭生產商停止生產，讓消費者只能轉向使用進口煤。

中國大陸市場人士認為 2014 年之煤炭需求將小幅增加、成長率可望保持 7% 左右。進口方面，雖目前中國大陸政府有意加強煤炭品質管制與限制劣質煤進口和使用，但進口煤與內銷煤價格差距仍存在，預計 2014 年中國大陸煤炭進口量仍將維持一定規模，全年進口量可能在 3 億公噸左右。2014 年煤炭進口依存度仍將保持在 7.5~8%。

(四) 中國大陸燃煤進口展望

隨著美國大規模發展頁岩氣，其煤炭消費量迅速下降，出口量大幅上升。其出口目標國也逐漸瞄準了中國大陸。與此同時，澳洲、印尼、南非及哥倫比亞煤炭出口能力也在

提高。預計未來兩年國際煤炭供過於求形勢仍將持續。

預期 2014 年中國大陸煤炭進口既難以繼續保持較快成長趨勢，但亦不大可能出現明顯下降。而煤炭進口難以繼續保持較快成長趨勢是由多種因素決定的：首先，雖然煤價快速下滑，但國際海運費出現上漲，部分遠距離的煤炭競爭力明顯下降；其次，由於 2012 年以來國內外煤價持續下滑，全球煤炭產業投資普遍減緩，新增產能成長亦減緩；再來，印度等新興經濟體煤炭進口需求保持較快成長速度。因此，綜合來看，如果 2014 年國內外煤價不出現較大幅度上揚，中國大陸煤炭進口量很難繼續保持較快增長趨勢。即便國內外煤價出現較大幅度上漲，由於國內煤炭產能會很快釋放，從而填補需求缺口，煤炭進口量也還是難以有較快的成長。

另一方面，中國大陸煤炭進口也不大可能顯著下降。在國內煤價經過快速反彈之後，到了 2013 年年底，國內外煤市已經重新趨於平衡。作為全球最大的煤炭進口國，如果中國大陸煤炭進口量顯著下降，其結果必是國內煤價回升，國際煤價將進一步下跌，最終受國內外價差影響，煤炭進口還是會再度回升。此外，從下游用戶進口煤實際需求情況來看，中國大陸沿海地區對進口煤已經有了一定依賴，與此同時，用煤大戶還在不斷將更多目光投向國際市場，做到充分利用國內外兩個市場，在機會合適的情況下，增加煤炭進口。另外，中國大陸煤炭進口市場競爭度較高，進入門檻相對較低，只要國內外存在價差，煤炭進口就會持續。

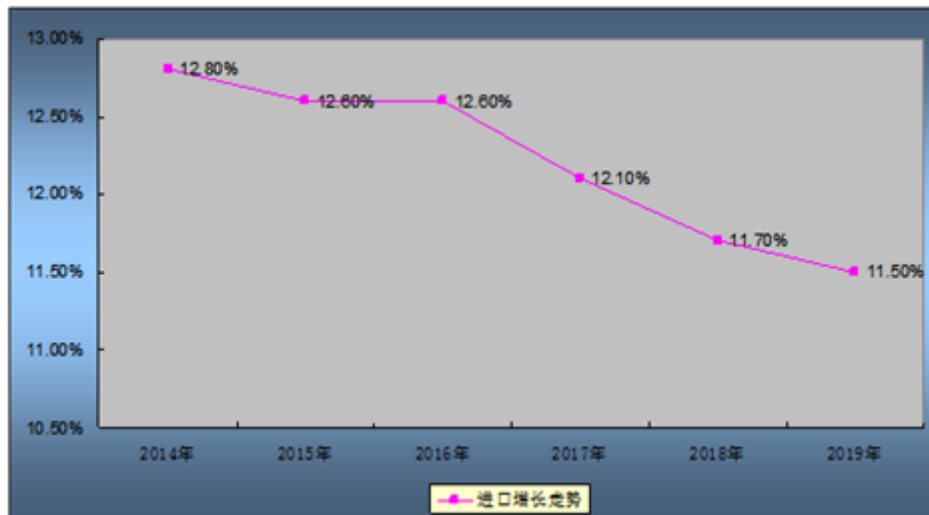


圖 3：2014~2019 年中國大陸燃煤進口成長率趨勢圖

2014 年可能影響中國大陸煤炭進口的因素主要有三：

一是環保：2012 年中國大陸政府既定的降低單位 GDP 能源消耗、單位 GDP 二氧化碳排放量與氮氧化物排放目標均未實現。但由於霧霾影響巨大，使中國大陸政府面對環保壓力日益嚴峻，目前其政府已發布強制檢驗進口褐煤品質的政策，相關環保標準也將陸續發布。隨著環保標準的日益提高，低品質煤炭的進口將受到限制。

二是煤炭出口國政策：近年來主要煤炭出口國基於對資源環境的保護和增加財政收入的考慮，不斷發布相關政策，限制煤炭出口。2011~2012 年印尼公告新礦業法，限制外資企業對該國煤炭資源的持股比重，限制低熱值燃煤出口，設定煤炭產量上限。印尼政府還計劃在 2014 年提高煤炭礦權稅到 10~13.5%。生產成本因此提升，煤炭生產商勢必透過煤價向下游轉嫁。

三是海運費：近年來國際海運費長期低迷是使中國大陸煤炭進口量大增的主要原因之一。波羅的海乾散貨指數(BDI)由 2008 年 5 月 20 日的 11,793 點歷史高峰一路下跌至 2012

年 2 月 3 日的 647 點，累計跌幅達到 94.5%。隨著全球經濟形勢的逐步好轉，海運費從 2013 年第三季開始觸底反彈，累計漲幅已超過 100%，預計 2014 年仍將維持上升趨勢，這將大幅增加煤炭進口成本。

綜上所述，2014 年中國大陸煤炭進口量依然龐大，但將比 2013 年持平或有所減少。

(五) 影響中國大陸國內燃煤價格之因素分析

1. 煤炭產能：

煤炭產能決定了有效供給的上限，從而成為影響燃煤價格的最基本因素。近幾年，在中國大陸國有大型煤礦產能擴張、民間資本快速流入及相關國家政策影響下，煤炭產能迅速增加。煤炭產量的增加速度已經超過了煤炭消費量的增加速度，形成產能過剩的局面。

自 2009 年以來，中國大陸政府陸續進行的煤炭資源整合工作，對煤炭產能過剩具有一定的抑制作用。根據中國大陸煤炭工業發展規劃，煤炭每年新增產能為 7.4 億公噸，到 2015 年時煤炭產量將控制在 39 億公噸左右。

2. 運輸成本：

從煤炭價格結構來看，煤炭價格主要由生產成本、運輸成本以及利潤所構成。目前中國大陸煤炭的生產成本僅占到最終價格的百分之十幾，中間環節的費用則占有很大比重，尤其是運輸問題對煤炭價格的影響舉足輕重。目前，由於中國大陸鐵路體制的改革，使煤炭運輸能力大大提高，煤炭運輸瓶頸已得到有效紓解。

3.消費狀況：

燃煤的消費需求主要取決於以下幾個因素：第一，經濟的增長速度。近年來，中國大陸經濟保持相對穩定的成長速度；第二，電力、冶金、建材、化工等燃煤消費量大產業的需求，一方面，隨著經濟發展，這四大產業正保持穩定發展，燃煤用量穩定增加，另一方面，隨著政府經濟調控措施的效應逐步顯現，再加上限制高耗能、重污染產業發展措施的實施，將會抑制這四大產業對燃煤需求的成長速度；第三，適合城鎮集中供暖鍋爐的煙煤和灰分低、高熱值的優質煤炭需求成長強勁。因此，綜合以上因素，中國大陸煤炭的需求總量將保持穩定增長。

4.國家政策：

雖然中國大陸政府放鬆對煤炭價格的管制，但是，實質上對煤炭價格的影響並沒有消除。近年來，中國大陸政府發布一系列規範煤炭產業生產的政策或制度，煤炭產業的生產成本大幅度提高，舉例來說，自 2004 年起中國大陸政府對山西省煤炭產業加收的稅費，提高了煤炭的成本，平均每公噸增加了人民幣 18.6 元~31.6 元，影響了山西省的煤炭價格。而 2012 年發布有關煤炭資源稅的改革方向，即由從量課稅改為從價課稅，也會在未來對煤炭價格產生重要的影響。

5.上下游產品供需：

上游產品透過影響燃煤的生產成本影響燃煤價格，但對於燃煤而言，其價格主要受下游產品的影響，主要耗煤產業特別是電力、建材和化工等產業的生產和需求狀況是影響煤炭市場的最重要因素，決定了煤炭價格的走勢。如

2009 年冬季，中國大陸遭遇罕見寒冬，全國用電量大幅增加，火力發電大幅成長，帶動了燃煤價格的上揚，其中秦皇島燃煤價格最高上漲了 40%以上。

6. 國際市場煤價：

隨著中國大陸國內市場的進一步開放，國際市場煤價對國內市場的影響將日益加劇，國內外市場煤炭價格的連動性將進一步增強。

7. 其他能源價格：

石油與煤炭同為基本的能源，石油價格大幅上揚對煤炭價格的上漲也起到了推波助瀾的作用。煤炭作為石油的重要替代能源，在油價高漲的背景下，煤炭價格下跌的機率不高。因此，未來石油價格的大幅上漲對於煤炭價格將會產生一定的刺激作用。

8. 煤炭進出口：

中國大陸煤炭進出口量的多寡直接影響到國內煤炭市場的供需情況，進而影響到煤炭價格，當國內供應不變，進口增加時，如果需求量不變，供應增加將使得原本平衡的市場出現供給過剩，價格下跌。同樣出口煤炭會減少國內的供應，必然也會影響到煤炭的供需關係，進而影響價格。

(六) 中國大陸電力產業燃煤使用概況

電力產業是中國大陸最主要的燃煤消費者，目前電力產業的燃煤需求量占到了燃煤總需求量的 60%以上。

基於平穩的電力需求增長和長期走弱的煤價，2014 年電力產業前景仍然看好，預計 2014 年，中國大陸電力產量燃煤

消費量將維持穩定成長的趨勢。

表 1：中國大陸電力產業燃煤消費量及占比

年份	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
億公噸	13.43	13.58	14.38	16.29	17.50	18.55	19.27
占比(%)	65.89	64.69	63.01	64.05	63.61	62.23	65.20

(七) 中國大陸電力產業燃煤需求預測

2006 年以前，中國大陸火力發電裝置容量在全國發電機組中所占比例呈上升趨勢。2006 年時占比已經增加到 77.8%，隨著水力發電、核能發電等新能源的不斷發展，火力發電裝置容量占總裝置容量的比例呈下滑態勢，到 2012 年火力發電裝置容量上升至 8.19 億千瓦，占總裝置容量的比重下降至 71.55%。

2005~2012 年，中國大陸火力發電量則呈現不斷增加的趨勢。2005 年中國火力發電量為 2.10 兆度，到 2012 年已經增加到 3.79 兆度，年成長率為 8.76%。

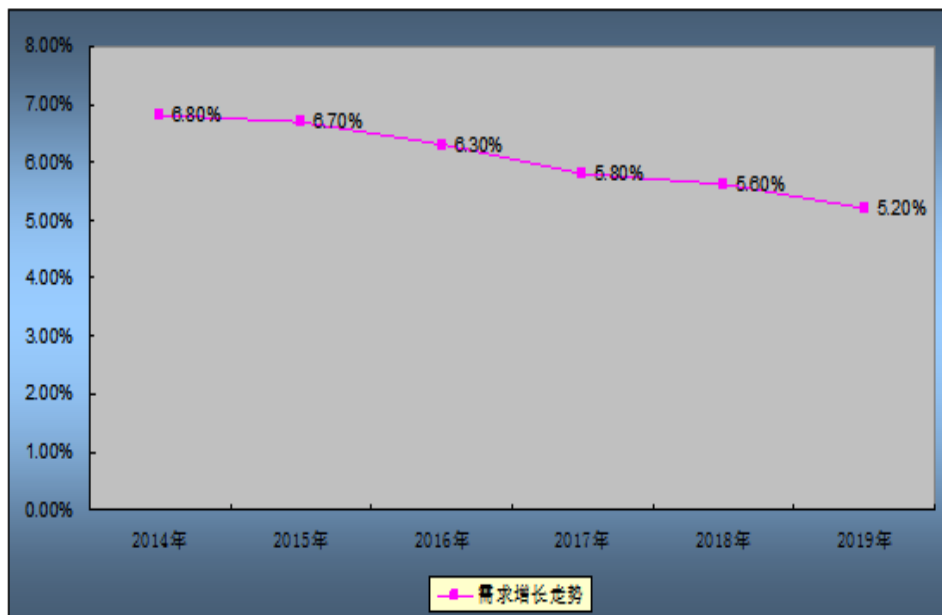


圖 5：2014~2019 年中國大陸電力產業燃煤需求成長率

(八) 中國大陸煤炭交易指數發展現況

中國大陸各主要煤炭產地、消費區域和中轉地區目前紛紛建立起區域性的現貨電子交易市場。根據統計，截至 2013 年，共建立 21 家煤炭交易中心，遍佈主要的煤炭生產貿易區域。

目前中國大陸煤炭交易定價主要參考「環渤海動力煤價格指數(BSPI, Bohai-Rim Steam-Coal Price Index)」，該指數是中國大陸環渤海之秦皇島港、黃驊港、天津港、京唐港、國投京唐港和曹妃甸港等六個港口，到達基低位發熱量(NAR, Net As Received)為 4,500 kcal/kg、5,000 kcal/kg、5,500 kcal/kg 和 5,800 kcal/kg 等 4 個種類燃煤離岸價格經過加權計算之結果。作為中國大陸燃煤最主要的中轉地，BSPI 對燃煤交易定價有著重要的作用，中國大陸煤炭生產商和下游消費者均參考 BSPI 進行結算。

表 2：2014 年 4 月 16 日發布之 BSPI 資料

环渤海动力煤平均价格本期：532 上期：531 环比：0.19% 同比：-13.00%						
低位发热量	秦皇島 (元/吨)	黃驊 (元/吨)	天津 (元/吨)	曹妃甸 (元/吨)	國投京唐 港 (元/吨)	京唐港 (元/吨)
5800K	565-575	590-600	570-580	565-575	570-580	575-585
5500K	525-535	535-545	525-535	525-535	530-540	530-540
5000K	450-460	460-470	445-455	450-460	455-465	455-465
4500K	400-410	405-415	400-410	400-410	400-410	395-405

以 4 月 16 日公佈 BSPI 之 5,500 kcal/kg, NAR 煤質，其平均離岸價格為人民幣約 530 元/公噸為例，目前人民幣兌美元匯率為 6.16:1，由秦皇島到中國大陸南方港口之運費約 5 美元/公噸，再加上 17% 的營業稅後，進口煤之到岸價格

不應高於 77 美元/公噸($= (530/6.16+5)/(1+17\%)$)。因此，由 BSPI 可理解中國大陸採購澳洲煤之到岸價格，若再扣除約 12 美元/公噸自澳洲至中國大陸之運費，則熱值 5,500 kcal/kg, NAR 澳洲高灰份煤的離岸價格約僅有 65 美元/公噸之由來；而澳洲標準規範煤之價格約 73 美元/公噸亦可由以上邏輯推倒得出(即 5,800kcal/kg NAR 煤質，其平均離岸價格為人民幣約 570 元/公噸， $(570/6.16+5) / (1+17\%)=83$ ， $83-12=71$ (5,800kcal/kg NAR) \cong 74 (6,080kcal/kg NAR)。

近年來，亞太地區燃煤供過於求，而中國大陸為最大之進口國，其國內價格已成為澳洲煤價之關鍵因素，須密切觀察。

三、 與中國大陸定期契約供應商訪談摘要

(一)神華集團公司簡介

神華集團有限責任公司(簡稱神華集團)是於 1995 年 10 月經中國大陸國務院批准設立的國有獨資公司，以煤為基礎，電力、鐵路、港口、航運、煤製油化工為一體，產運銷一條鞭經營的特大型能源企業，是中國大陸規模最大、現代化程度最高的煤炭企業和世界上最大的煤炭經銷商，名列世界 500 大企業。由神華集團獨家發起成立的中國神華能源股份有限公司分別在香港、上海上市。

截至 2013 年底，神華集團共有 21 家子公司，生產中煤礦 70 座，電廠總裝置容量 6,566 萬千瓦，擁有 1,765 公里的自有鐵路、1.5 億公噸吞吐能力的黃驊港、4,500 萬公噸吞吐能力的天津煤碼頭和現有船舶 45 艘的航運公司，員工計有 21.4 萬人。2013 年，神華集團生產原煤 4.96 億公噸，銷售燃煤 6.54 億公噸，自有鐵路運量 3.98 億公噸，發電量 2,253.8 億度，港口輸送量 1.79 億公噸。

神華集團公司亦進口大量燃煤供集團所屬之電力公司燃用，該集團在 2013 年共進口 2,860 萬公噸的燃煤，其中印尼煤約 790 萬公噸，澳洲煤約 1,036 萬公噸，俄羅斯煤約 470 萬公噸，南非煤約 240 萬公噸，加拿大煤約 80 萬公噸，其它貨源還包括美國、越南等地區。

(二)神華集團與本公司簽訂契約現況

神華集團透過位於香港之子公司，神華香港公司與本公司間簽訂有 1 個定期契約，年供應總量為 50 萬公噸，煤源為大柳塔礦。

本公司於 2013 年時，因考量神華煤之到岸價格已高於澳洲煤，且澳洲煤質可替代神華煤，經極力爭取下，雙方達成協議該公司 2013 年契約不進行提運，本公司並將減少之供應量由價格較低廉之現貨煤取代，有助於抑低本公司之購煤成本。

(三)神華集團契約 2014 年供應量及價格

今年神華煤之到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，本公司仍將向神華積極爭取減少提運，甚至不提運之可能性，俾進一步抑低本公司之購煤成本。考量每年第三季之市場價格通常較低，建議於下半年再與神華洽議今年之年度價格與提運數量。

至於本公司與神華集團間僅剩之 1 個契約將於 2015 年結束，在本公司分散煤源以增進供應安全之採購策略下，維持與神華集團間契約關係仍有其必要性，故於會晤時亦鼓勵其積極參與本公司各項燃煤定期契約及現貨標案，神華集團表示樂見雙方維持良好契約關係，而其將積極進行評估參與本公司各項標案之可能性。

(四)中煤能源集團公司簡介

中煤能源集團公司(簡稱中煤集團)成立於 1982 年，主要經營業務包括煤炭生產及貿易、煤化工、煤層氣開發、坑口發電、煤礦建設、採煤機械製造及相關工程技術服務等。為中國大陸第 2 個產銷上億公噸之煤炭集團。2013 年原煤產量為 1 億 9,084 萬公噸，與前年同期相較成長 8.7%；商品煤產量 1 億 4,711 萬公噸，來自 7 個礦區，與前年同期相較增加 745 萬公噸，成長 5.3%。

中煤 2013 年進口煤炭 265 萬公噸，來源國包括俄羅斯、印尼、澳洲、南非和美國。

(五)中煤集團與本公司簽訂契約現況

中煤集團透過位於香港之子公司，中煤香港公司目前與本公司間簽訂有 1 個定期契約，年供應總量為 50 萬公噸，煤源為安太堡礦。

由於中國大陸經濟成長快速，內銷煤價居高不下，遠高於國際價格，且中煤煤質與澳洲煤同屬高熱質燃煤，而本公司可以到岸價格較低廉之澳洲煤替代，有助於降低購煤成本。因此，自 2009 年起至 2011 年，本公司即與中煤集團力洽契約供應量維持在 2 個契約每年 1 船次 7 萬公噸。

2012 及 2013 年本公司進一步積極向中煤集團爭取並獲同意將 2 個契約提運量減至 0，並以價格較低廉之現貨煤取代，有助於抑低本公司之購煤成本。

(六)2014 年供應量及價格

因中國大陸到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，本公司仍將向中煤公司力洽仍交運最少供應量。以利抑低本公司之購煤成本，另考量每年第三季之市場價格通常較低，建議於下半年再與中煤洽議今年之年度價格與提運數量。

至於本公司與中煤集團間僅剩之 1 個契約將於 2015 年結束，在本公司分散煤源以增進供應安全之採購策略下，維持與中煤集團間契約關係仍有其必要性，故於會晤時亦鼓勵其積極參與本公司各項燃煤定期契約及現貨標案，中煤集團表示樂見雙方維持良好契約關係，而其將積極進行評估參與本公司各項標案之可能性。

肆、結論與建議：

- 一、中國國際煤炭貿易暨運輸會議每年 4 月均會定期在中國大陸召開，由於中國大陸已是亞太地區最大進口國，在市場供過於求的情況下，中國大陸內銷煤價格已成為左右亞太地區燃煤價格漲跌的關鍵因素。此外，因中國大陸煤之煤質與澳洲煤相近，同屬高熱值煙煤，且中國大陸距台海程近，抵台僅需 3~4 天，遠低於澳洲煤之平均約 15 天，若遇澳洲煤供應吃緊時，則中國大陸煤可作為緊急調度之用。因此，了解中國大陸的燃煤發展情勢有其必要性，本次會議所獲資訊對本公司燃煤採購及營運策略之研擬，頗具參考價值，故建議應持續派員參加。
- 二、中國大陸 2012 年的煤炭消費量已達 35.3 億公噸，是 2002 年消費量 15.2 億公噸的 2.3 倍，在 2006~2012 年期間，煤炭需求量的成長率平均為 8.9%，在 2012 年時，中國大陸的煤炭消費量已占全世界的 44%。由於近來中國大陸霾害的影響日趨惡化，政府已將控制煤炭使用列為重要的政策目標，要在 2017 年時將煤炭消費量占初級能源比例降到 65% 以下。除了直接抑制煤炭使用量的政策之外，增加其他發電方式也是中國大陸政府的作法之一，中國大陸政府計劃在 2020 年將非化石能源消費比例提升至 15%，而 2030 年，非化石燃料發電的裝置容量占總裝置容量的占比要達到 50%。
- 三、中國大陸煤炭產能增加主要集中在兩個方面：一方面是大型煤炭生產商的新建礦井，另一方面則是大型煤炭生產商在併購中小型煤炭生產商之後，進行的產能擴充。在中國大陸國內煤炭價格出現回升的情況下，隨著需求增加，預計 2014 年將會有較多的新增產能，預計新增產能約 2.2 億公噸，同時淘汰效率較低產能 7,000 萬公噸，煤炭產業產能達到 43.7 億公噸，產量再提升至 37 億公噸，較 2013 年成長 4.7%。2014 年煤炭產業產能利用率將達 88.7%，較 2013 年成長 1%。

- 四、根據中國大陸海關資料顯示：2013 年中國大陸煤炭進口量為 3.27 億公噸，出口 751 萬公噸，淨進口量達到 3.2 億公噸，較 2012 年增加 4,000 萬公噸。自 2009 年中國大陸由煤炭淨出口國轉變成為淨進口國以來，煤炭進口量一路攀升，而 2013 年進口量再次創下新高。中國大陸市場人士認為 2014 年之煤炭需求將小幅增加、成長率可望保持 7% 左右。進口方面，雖目前中國大陸政府有意加強煤炭品質管制與限制劣質煤進口和使用，但進口煤與內銷煤價格差距仍存在，預計 2014 年中國大陸煤炭進口量仍將維持一定規模，全年進口量可能在 3 億公噸左右。2014 年煤炭進口依存度仍將保持在 7.5~8%。
- 五、作為全球最大的煤炭進口國，如果中國大陸煤炭進口量顯著下降，其結果必是國內煤價回升，國際煤價將進一步下跌，最終受國內外價差影響，煤炭進口還是會再度回升。此外，從下游用戶進口煤實際需求情況來看，中國大陸沿海地區對進口煤已經有了一定依賴，與此同時，用煤大戶還在不斷將更多目光投向國際市場，做到充分利用國內外兩個市場，在機會合適的情況下，增加煤炭進口。另外，中國大陸煤炭進口市場競爭度較高，進入門檻相對較低，只要國內外存在價差，煤炭進口就會持續。近年來，亞太地區燃煤供過於求，而中國大陸為最大之進口國，其國內價格已成為澳洲煤價之關鍵因素，須密切觀察。
- 六、印尼不僅成為中國大陸和印度最大的煤炭來源國，而且已成為當前全世界最大的煤炭出口國。對中國大陸南方各用煤省份來說，國內煤炭和印尼煤炭的供給鏈很類似。印尼煤炭以駁船在 1 天之內運送到海上裝運站，再由煤輪於 7~8 天之內運送到中國大陸南方。澳洲煤和南非煤到中國大陸南方所需的海上航行時間更長，約 15~19 天不等。印尼煤在海運時程上的優勢，使其在價格波動之際，仍穩坐基本煤源國的地位。比較各主要煤炭出口國 2015 年和 2030 年的 FOB 成本(6000 kcal/kg NAR)，印尼的 FOB 成本將會上漲 27%，俄羅斯上漲 34%，

哥倫比亞上漲 39%，南非上漲 43%，美國上漲 54%，澳洲上漲 55%。綜上，相較於其他的煤炭出口國，印尼煤的上漲幅度最少。

七、印尼擁有豐富的煤炭資源，也能方便地運送到港口。但是大部分的煤炭是中、低熱值煤。2013 年印尼煤炭蘊藏量總共 314 億公噸(低熱值煤 12 億公噸，中熱值煤 17.5 億公噸，高熱值煤僅 1.5 億公噸，非常高熱值煤更僅有 0.4 億公噸)，資源量總共 1,590 億公噸。但是如果沒有更多的投資，目前開採中的煤礦在未來 5 年內產量將停滯不變。目前的市場狀況並不樂觀，無法支持更多的計畫開發案。

八、WoodMackenzie 預測印度國內煤炭產量在 2030 年之前會超過 10 億噸，比 2013 年產量多出 6 億多公噸，2011 至 2030 年期間年複合增長率為 4.38%。印度國內煤炭產量如果要達到 10 億公噸的水準，就必須在 2020 年之前進行大規模的改革，因為社會和政治約束可能會限制國內產量的增加。IEA 以新政策情境預測印度國內產量，從 2011 年到 2030 年年複合增長率僅為 2.03%。即使所有的計畫都順利推行，印度國內煤炭產量也無法滿足其需求量，而須仰賴進口。IEA 和 WoodMackenzie 都預測 2030 年之前煤炭進口量將會比現在增加 2 倍。低熱值煤在未來 20 年仍是印度的首選，其中大部分是來自印尼，所以印度必須和其他煤炭進口國競爭印尼煤。在 2021 至 2030 年期間，印尼低熱值煤的產量將無法滿足印度不斷增加的需求量，印度因而必須進口較高熱值和較高成本的煤炭。長久來看，這對煤價有支撐的作用。

九、由於今年神華與中煤契約之到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，本公司仍將向這兩家契約商積極爭取減少提運，甚至不提運之可能性，俾進一步抑低本公司之購煤成本。考量每年第三季之市場價格通常較低，建議於下半年再與這兩家契約商洽議今年之年度價格與提運數量。

十、本公司定期契約之供應比例多年來均維持在 70~80%之間，自 101 年起受到歐債風暴拖累全球經濟，造成國際燃煤市場呈現供過於求之狀態，燃煤現貨市場價格，故本公司在 101 時將定期契約占比由 80%調整為 75%，現貨採購比例則由 20%增加至 25%，以增加採購現貨煤。在 102 年定期契約占比仍維持為 75%，今(103)年定期契約占比業奉核定為 70%，現貨採購比例則由 25%增加至 30%，以進一步增加現貨採購，以抑低購煤成本，而各煤源國之定期契約供應比例上限則仍維持歷年之 35%。因本公司仍有 2 個中國大陸煤定期契約，故今年定期契約占比為 70%的情況下，仍可維持至少 3 個煤源國。但由於本公司與中國大陸兩家契約商間分別僅剩之 1 個契約都將於 104 年結束，如這 2 個中國大陸煤定期契約於 104 年結束後，再無新中國大陸煤定期契約接續時，則本公司在 104 年中規劃 105 年之定期契約占比時，如要將定期契約占比仍維持為 70%，且各煤源國之供應比例亦仍維持為歷年之 35%時，則本公司將因無中國大陸煤定期契約而無法達到維持至少 3 個煤源國之目標。在本公司分散煤源以增進供應安全之採購策略下，維持與這兩家契約商間契約關係仍有其必要性，故於會晤時亦鼓勵其積極參與本公司各項燃煤定期契約及現貨標案，這兩家契約商表示樂見雙方維持良好契約關係，而其將積極進行評估參與本公司各項標案之可能性。