

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：其他)

參加第 22 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議並赴印尼
定期契約供應商 PT Berau Coal 及 Kaltim Jaya
Bara 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況

服務機關：台灣電力股份有限公司

姓名職稱：方秀齡 燃料處燃煤組長

王亞帆 燃料處燃煤組定期契約採購專員

派赴國家：印尼

出國期間：105 年 5 月 29 日至 105 年 6 月 4 日

報告日期：105 年 7 月 28 日

目 錄

壹、出國緣起與任務.....	3
貳、出國行程.....	4
參、工作內容.....	5
參-1、第 22 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議重要議題摘要	5
一、燃煤市場是否會在 2016 年下半年復甦.....	6
二、未來五年(2016-2030 年)燃煤市場展望.....	8
三、澳洲煤炭供應情勢.....	12
四、中國大陸是否會重新成為煤炭出口國.....	14
五、印尼國家燃煤政策 (Ministry of energy and mineral resources).....	16
參-2、赴印尼定期契約供應商 Berau 及 KJB 礦區.....	19
一、赴 Berau 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況.....	19
二、赴 KJB 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況.....	21
肆、結論與建議.....	23
附件、第 22 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議議程	

壹、出國緣起與任務

- 一、第 22 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)訂於今(105)年 5 月 29 日至 5 月 31 日在印尼巴里島召開，會中將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)亞太地區燃煤市場供需現況與展望；(二)澳洲煤炭供應情勢；(三)印尼煤炭生產之最新趨勢；(四)中國大陸煤炭進出口情勢變化。
- 二、印尼為全球最大燃煤出口國，今年出口量預估將達 3.55 億公噸，由於距離亞太地區主要燃煤消費國海程近，使包括中國大陸、印度、韓國與東南亞各國對印尼煤需求持續成長，也使其與澳洲煤的價差逐漸縮小。近期，由於亞太地區主要燃煤進口國中國大陸和印度的需求減少，及印尼政府為確保稅收及國內需要，提出一連串管制出口政策，已使煤炭供應成長趨緩。展望未來，印尼煤供應情勢仍面臨許多不確定因素存在。本次會議將針對亞太地區燃煤供需現況與展望、印尼燃煤生產趨勢及政府相關措施等進行報告及討論，所獲資訊對本公司燃煤採購及營運有相當助益，因此建議本公司派員出席，以蒐集國際燃煤供需及價格資訊，以為擬訂本公司燃煤採購策略之參考。
- 三、本公司 2016 年燃煤計畫採購量為約 3,146 萬公噸，印尼煤約占 65%，為本公司最大燃煤進口國。其中 PT Berau Coal(以下簡稱 Berau)與本公司共簽有 7 個一般亞煙煤定期契約，105 年供應量約 350 萬公噸，為本公司最大單一燃煤供應商；另一供應商 Kaltim Jaya Bara(以下簡稱 KJB)則為 2016 年新簽定期契約廠商，簽有 1 個 6 年期定期契約，故擬趁此次參與會議之便，參訪 Berau 及 KJB 之礦區及裝貨港，以瞭解渠產銷營運及交貨狀況，並拜訪 KJB 總公司，就契約之燃煤交運、船期安排、市場展望等議題交換意見。

貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
105/05/29	台北→巴里島	往程
105/05/30~105/05/31	巴里島	參加第22屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議
105/06/01	伯勞	赴 Berau 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況
105/06/02~105/06/03	伯勞、雅加達	赴 KJB 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況
105/06/4	雅加達→台北	返程

參、工作內容

參-1、第 22 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議重要議題摘要

針對本次會議中與燃煤市場現況與展望有密切關係的主題中，選擇以下五個面向進行摘述，謹分列如下：

- 一、 燃煤市場是否會在 2016 年下半年復甦
- 二、 未來五年(2016-2030 年)燃煤市場展望
- 三、 澳洲煤炭供應情勢
- 四、 中國大陸是否會重新成為煤炭出口國
- 五、 印尼燃煤產業展望

一、燃煤市場是否會在 2016 年下半年復甦

(一) 燃煤海運市場貿易量

2015 年全世界燃煤海運市場貿易量約為 8 億 8,000 萬公噸，其中 41% 來自印尼，23% 來自澳洲，13% 為俄羅斯，南非及哥倫比亞各占 9%，美國僅 3%；燃煤進口量部分，印度約占 19%，中國大陸約 14%，大西洋地區約 24%，而日本、台灣與韓國合計約占 32%，其它亞太地區國家合占 11%。

(二) 燃煤價格波動劇烈

過去 10 年燃煤價格波動劇烈，2008 年受北京奧運中國大陸政府限制煤炭出口影響，最高曾上漲至 US\$210/MT，惟近年受到中國大陸煤炭進口量持續衰退及市場上供過於求的影響，煤價已下跌至 US\$50/MT。

由於煤炭多以美元計價，煤炭各主要生產國本國貨幣與美元間匯率，為影響成本之關鍵因素，左下圖顯示過去 4 年(2013~2016 年) 各主要生產國(澳洲、印尼、南非、俄羅斯)與美元間匯率波動劇烈(20~60%)，呈現下跌趨勢。

右下圖顯示歷年運價指數 BDI、BPI 波動趨勢，過去幾年煤價低迷，運價亦較為低廉。

(三) 平均 FOB 生產成本約 US\$50/MT

生產成本部分，澳洲煤商在經歷礦業熱潮過後，近年來致力於降低生產成本，受惠於強勢美元、跌到谷底的油價以及持續低迷航運市場運價，澳洲煤商的平均生產成本已從 2012 年約 US\$80/MT，降低至 2015 年的 US\$50/MT，與目前 2017-2018 年燃煤期貨價格水準差距不大；長期而言，如煤價再下跌，大多數煤商將不願再投入生產，故可預期 USD50/MT 為澳煤價格底限。

(四) 全球主要燃煤出口國及進口國現況

出口國

1. 美國：環保加嚴措施引導下，燃煤生產量顯著縮減，頁岩氣的蓬勃發展，燃氣發電取代燃煤發電，燃煤出口不具競爭力。
2. 哥倫比亞：生產成本最低，由於大西洋區燃煤需求成長停滯，只要

運價處於低檔，俟機便往東發展。

3. 俄羅斯：礦商受益於盧布崩盤得以生存，且距東北亞海程近，有運價優勢具競爭力，且由於基礎設施改善，高熱值燃煤熱銷遠東地區。
4. 南非：南非幣貶值，燃煤出口具經濟效益，雖然品質惡化，但煤價有協商空間。
5. 印尼：幣值疲軟未具效益，致生產量減少及品質下滑。
6. 澳洲：受益於澳元貶值及柴油成本降低，惟鐵路運能及港口有 Take or Pay 條款，致須維持基本出口量。

進口國

1. 大西洋區：再生能源增加，由煤轉氣，以及升高的環保壓力，造成老舊燃煤電廠除役，減少燃煤進口需求。
2. 印度：電力需求疲弱，國內煤炭生產強勁，庫存高，減少燃煤進口需求。
3. 中國：由於經濟轉型至能源密集度低的部門，燃煤發電減少，且政策要求煤電實施節能減排，亦縮減燃煤需求。
4. 亞洲其他地區：雖然全球環境吃緊，未來 10 年 TKJ(台灣、南韓及日本)及 OPAC 國家仍有一些 50GW 燃煤機組陸續投入，燃煤有其一定需求量。

(五)小結

受到歐洲環保法規趨嚴、再生能源發展成熟、以及來自天然氣的價格競爭等影響，全球燃煤市場貿易動線將出現地理上的移轉，大西洋燃煤市場貿易量陸續轉往亞太市場。

在大西洋地區及中國大陸需求均衰退的影響下，迫使哥倫比亞與俄羅斯等地的煤商轉至亞洲市場尋找機會，而航運市場運價走低，也為這些海程較長的煤源國帶來優勢。

整體而言，2016 年全球燃煤市場貿易量將減少約 3,000 萬公噸，煤炭供過於求的情勢或將逐漸平衡。

二、未來五年(2016-2030 年)燃煤市場展望

(一) 燃煤價格將達到多低？持續多久？

1. 由於需求增加趨緩及供應過剩，燃煤價格短期內仍將面臨下跌壓力。
2. 政府介入削減過剩產能，中國大陸國內燃煤市場之供需情勢，最終將再度回到平衡。
3. 短期印度燃煤進口量減少，惟因國內生產量增加越來越困難，長期恐難以支撐需求量的快速成長，將帶動第二波進口量成長。
4. 許多因素支撐下，未來數十年東南亞國家的燃煤需求，預期呈現穩定成長。
5. 2017 年或 2018 年燃煤市場將進入新一波週期，由於供應吃緊及開採成本增加，將使燃煤價格上漲。
6. 未來電價後市仍看漲(Contango)，預期未來燃煤市場價格應會再上揚。

(二) 2015 年巴黎氣候協議(COP 21)對燃煤之衝擊

1. 協議之最終目標為國際能源總署(IEA)450 情境(450 Scenario)，全球溫度上升不超過 2°C。
2. 協議所包含之定性承諾(Qualitative Commitments)較類似新政策情境(New Policies Scenario)。惟施行細節未定，增加達成目標的困難度。
3. 大部分國家未承諾超越新政策情境，且承認對開發中國家來說，要達到二氧化碳之排放峰值尚須一段時間。
4. 實際上，已開發國家(OECD)可能較快達到低碳情境，但開發中國家在 2030 年前將無法達到 450 情境。
5. COP 21 對燃煤海上貿易不易造成短期效果，因大部分的新需求將來自於亞太地區開發中國家。

備註：國際能源總署(IEA)對煤炭需求之展望計分為三個情境，在現行政策情境(Current Policies Scenario)下，2040 年時全世界之煤炭年需求量將比目前增加 24 億公噸；在新政策情境(New Policies Scenario)下，2040 年時全世界之煤炭年需求量將僅增加 7 億公噸；而在 450 情境(450 Scenario)下，2040 年時全世界之煤炭年需求量將減少 20 億公噸。

(三) 全球發電燃料組合

新政策情境下燃煤發電占比減少，由 2013 年之 41% 至 2025 年之 35%；

450 情境下燃煤發電占比更加下滑，由 2013 年之 41% 至 2025 年之 31%：

(四) 2016-2030 年亞太地區主要國家之需求預測

1. 中國大陸

在中國大陸之電力組合中，燃煤發電占比將自 2015 年 70% 降至 2020 年之 60%，2030 年並將遞減至 46%。中國大陸燃煤需求已達或將達顛峰，但若要替代燃煤發電在電力組合之地位，則中國大陸必須大規模發展核能及再生能源。

削減煤礦生產為中國大陸內部第 13 個五年計畫(2016 年-2020 年)之首要目標之一，部分省份的老舊煤礦已關閉，中國大陸政府還將利用政治力量減少燃煤發電，但需付出代價。

雖然中國大陸燃煤發電由電力組合中逐步降低，但因中國大陸自 2016 年開始削減國內燃煤生產量，預期 2020-2030 年燃煤進口量將大增。2020 年預估將進口 1 億 9,000 萬公噸，2025 年時成長為 1 億 6,000 萬公噸，2030 年則達 1 億 8,000 萬公噸。

2. 南韓

基載發電將持續仰賴燃煤、核能與天然氣，2015-2020 年間仍有新燃煤機組的加入，燃煤需求獲得支撐，核能亦保持平穩，再生能源及天然氣占比則增加。

2020-2030 年預期燃煤進口量保持平穩，約為 1 億 2,000 萬公噸左右。

3. 日本

燃煤機組繼續興建中，2015 年有 40 座燃煤電廠計劃興建，部分新建機組將取代老舊機組，惟核能機組仍有相當不確定性，將增建許多燃氣機組以取代核能(並非燃煤)，再生能源(太陽能)及其他低碳能源仍會增加。

日本燃煤機組是全世界最有效率的機組，該國亦保持燃煤技術的領先地位，燃油機組須自能源組合退出，由燃煤機組取代，太陽能計劃亦相當強勁，未來政府將大力支持。

由於新燃煤機組上線，燃煤進口量在 2020 年達到最高峰，預估將進口 1 億 3,400 萬公噸，之後進口量將下滑，2025 年時減少為 1 億 2,200

萬公噸，2030 年再減為 1 億 2,000 萬公噸。

4. 印度

印度電力需求預期未來 10 年將大幅成長，發電主力仍為燃煤發電，2015 年燃煤發電量為 1 兆 2,450 億度，至 2030 年預估將倍數成長為 2 兆 8,480 億度。

印度燃煤需求主要來自電力產業與一般工業，尤其水泥業及鋼鐵業。預期 2020 年需求量为 9 億 9,700 萬公噸，2030 年則達 13 億 4,300 萬公噸。

印度近期努力增加國內煤炭生產，惟因印度國營煤礦公司(CIL)實際生產上限約在 7 億公噸、私人礦區開發成功有限且基礎設施進展不順，以及國內燃煤品質逐漸下降等影響，印度國內煤炭供應增加有限，故短期內雖因國內供應增加，進口量將減少，惟因印度國內燃煤礦區及供應鏈將面臨瓶頸，故至 2020 年以後，預期燃煤進口量將再次增加。2025 年時預估將進口 1 億 5,700 萬公噸，2030 年則增加至 2 億 2,400 萬公噸。

5. 東南亞國家

由於對能源之強烈需求及能獲得較便宜的印尼煤，使得東南亞國家之燃煤需求仍相當強勁。

預估 2030 年時東南亞國家之電力需求將翻倍，主要為燃煤及天然氣發電，因核能及水力之發展仍有限，其中，越南、印尼、馬來西亞及菲律賓許多燃煤電廠計畫目前正建造中，燃煤發電占比將預估自 2015 年 36% 增加至 2030 年 46%。

由於印尼國內燃煤需求大幅成長，未來將影響其出口量，越南及菲律賓則因燃煤電廠陸續商轉，未來 5 年內，將成為重要的燃煤需求市場。2020 年以後，預期燃煤進口量將再次增加。東南亞國家在 2015-2030 年燃煤需求將增加，2025 年時預估需求量为 3 億 5,900 萬公噸，2030 年則達 4 億 4,600 萬公噸，其中一半需求量为印尼之需求。

(五) 2015-2020 年全世界燃煤海運市場供需預測

1. 需求面

- (1) 短期內全世界燃煤需求將減少，但在 2016 年底前減少的幅度將放緩。

- (2) 中國大陸之燃煤供需將穩定，來自南韓及東南亞國家之需求將支撐 2018 年以後之市場。
- (3) 印度短期內由於國內生產量增加，進口量的表現將令人失望，惟長期而言該國之進口量仍將成長。
- (4) 歐洲燃煤需求到 2020 年時仍將持續下跌，但地中海地區和拉丁美洲地區之需求則維持穩健。

2. 供應面

- (1) 在目前之價格下，即使 2018 年燃煤市場需求增加，印尼與澳洲之生產量將不會提升。
- (2) 只有生產成本最低之生產商(哥倫比亞與南非)在有過剩產能時，方能擴增產量。
- (3) 由於缺乏競爭力，預期美國將在國際燃煤市場上消失。
- (4) 因生產成本高的生產商開始減產，燃煤海運市場已開始趨於緊澀。

(六) 未來燃煤價格預測

由於成本因素，長期燃煤價格獲得支撐，預期燃煤價格較可能上揚。

1. 目前價格無法支持全新礦區之開發(Greenfield)，目前產能在未來 5 年間須增產。
2. 決定成本最重要因素為生產商所在國家貨幣(澳元、印尼盾、俄羅斯盧布等)對美元之匯率，長期而言，低煤價需有低匯率支持。
3. 決定成本之次要因素為油價，油價維持低檔將有助於維持目前之低煤價。
4. 在 2020 年時，即使以燃煤需求暴跌至 8 億公噸之最極端情形來看，目前之價格仍無法維持礦區正常生產。

三、澳洲煤炭供應情勢

(一) 澳洲生產商對於處於商品週期底部的燃煤價格之因應措施

1. 煤炭價格自 2013 年開始下跌，生產皆致力於降低生產成本，以維持邊際利潤。
2. 減少資本支出、優化人力資源及重新協議供應商條款。
3. 以更少的人力及設備提高生產力。
4. 妥善利用其已建設之基礎設施。
5. 專注管控自由的現金流入。

(二) 生產力的推動

1. 煤價依然疲軟，恢復的跡象有限。
2. 煤價低迷影響短期投資意願，預期 2017 年煤價有望回升。
3. 美元兌澳幣升值，煤商承受壓力稍緩。
4. 中期供應競爭壓力仍在。
5. 面臨法規及政治環境的挑戰。

(三) 煤礦生產成本曲線

大部分澳洲一般煙煤生產成本與目前 global coal Newc US\$50/MT(6,000 kcal/kg GAR)值相當，印尼亞煙煤生產成本則約為 US\$39/MT (4,700 kcal/kg NAR)：

(四) 澳洲煤需求前景

澳洲煤炭蘊藏量豐富、政經情勢穩定、基礎設施完善，長久以來已建立可靠信譽，使得澳洲煤出口量在未來幾年仍將維持穩定成長，近期雖受到澳幣波動影響，惟澳洲生產商之生產成本仍可和其他煤源國之生產商競爭，且當燃煤價格下跌後，採購高品質的煤將較為經濟；此外，澳洲煤多為一般燃煤機組之設計煤質，單燒或混拌皆可，高熱質的煤炭與低熱質煤炭調配使用，將可發揮最大發電效率。

(五) 2014 年燃煤主要進口國及出口國

2014 年大西洋區及亞太地區燃煤海上貿易量分別為 198 百萬公噸及 756 百萬公噸，亞太地區主要進口來源為印尼、澳洲、俄羅斯及南北非。

(六) 澳洲煤出口展望

國際煤炭價格雖自 2013 年開始持續下跌，但澳洲生產商能積極的抑低生

產成本，使其在目前低迷的煤炭市場中尚能求生存，部分澳洲生產商受惠於中國國內生產量減少及年初美元兌澳幣升值的影響，預期 2016 年出口量將增加 500 萬公噸，來到 2 億 900 萬公噸，展望澳洲煤出口呈穩健成長。

(七) 2016 年海上煤炭貿易量預估

1. 由於中國進口需求大幅減少，2015 年海上煤炭貿易量下跌 8%。
2. 中期來看，全球進口需求將增加，增加的部分將來自印度及東南亞新興經濟體。
3. 其他新興經濟體及非 OECD 國家亦有 370GW 燃煤機組與建中。

(八) 結論

1. 澳洲是世界上重要的煤炭資源國、生產國和最大的出口國，煤炭產業在國際同類行業中佔有重要地位。
2. 澳洲市場具動態性：高營運成本退出，由低營運成本取代。
3. 獨立營運之煤炭產業將穩步發展，產量增加，安全與可持續發展程度提高。

四、中國大陸是否會重新成為煤炭出口國

(一) 需求面：

於 COP21 會議中，中國大陸已承諾 2030 年 20% 之發電能源將為低碳能源，並將單位 GDP 的排碳量相對於 2005 的水準再下調 60-65%。在此承諾下，中國大陸之燃煤發電占比將由現行之 71%，逐年降低至 2020 年的 59%、2030 年的 38% 及 2035 年的 33~34%。

東南沿海地區為中國大陸燃煤主要進口省份，因該地區用電量達全國用電量之 40%，但燃煤產量僅占全國 4%，不足之部分需自中國內陸或由海外進口補足。惟東南沿海省分因新核能發電機組陸續商轉以及超高壓輸電線路建設完成等因素，燃煤發電占比將大幅減少，故燃煤需求量自 2016 年起每年將減少約 2,000~2,500 萬公噸，進而減少中國大陸燃煤進口量，此因素將有利於中國大陸煤炭出口。

(二) 供應面：

中國大陸為了解決煤炭產能過剩的問題，主管當局在 2015 年 12 月召開的中央經濟工作會議中，明確的將煤炭「去產能」列為未來工作重點，在礦區嚴格執行限產的政策因素影響下，中國大陸 2016 年 1~4 月份原煤產量已較去年同期減少約 5,000 萬公噸，使得國內煤炭供應緊縮，不利於中國大陸煤炭出口。

(三) 價格競爭力：

各煤源國銷往日本之 CFR 價格歷史資料及預估如下圖所示，2006 年時中國大陸出口至日本之 CFR 價格僅略高於其他煤源國，惟近年受到人民幣升值及燃煤生產省份逐漸移往內陸影響，生產成本大幅提高，以 2016 年圖來看，已較其他煤源國高出 25% 以上，且預估至 2025 年中國大陸之出口價格仍高於其他煤源國，價格缺乏競爭力影響下，將不利於中國大陸煤炭出口。

(四) 中國大陸政府政策：

1. 有利煤炭出口政策

- (1) 自 2015 年起出口稅由 10% 降低為 3%。
- (2) 能源密集型商品出口量大增且少有政策阻礙。

2. 不利煤炭出口政策：

- (1) 國家發展和改革委員會(NDRC)將煤炭去產能列為優先目標，預計每年將減少至少 5 億公噸的產量。
- (2) 2014 年開始低品質煤之規範日漸嚴格。
- (3) 中國大陸國內煤炭為低成本能源的可靠來源。
- (4) 煤炭為一級能源需求。

(五) 結論

中國大陸未來煤炭需求雖然減少，但其價格相較於亞太地區其他的燃煤出口國(如印尼或澳洲)缺乏競爭力，且目前政策及產量未能配合的情況下，中國大陸不太可能在 2020 年以前回到淨出口國的地位，未來如政策或生產成本變得寬鬆，中國大陸約有 6,000 萬公噸的產量在國際市場是有競爭力的。

五、印尼國家燃煤政策 (Ministry of energy and mineral resources)

(一) 印尼礦業發展簡史

年份	紀要
1919	PT Bukit Asam 第一個露天礦開採 (Dutch)。
1930-40's	小規模地下礦開採(Dutch & Japanese)。
1974-80	殼牌(Shell)公司在南蘇門答臘省大規模開採。
1980's	第一代包括加里曼丹東部及南部等地區的煤炭工作契約頒布。
1990's	第一代主要礦區的開發(超過 70% 目前的產量)； 針對被撤回地區發佈第二、三代煤炭工作契約； 2000 年：地方自治開始，導致數百個 KPs 產生，市場混亂且貪污普遍。
2009-14	發佈新的礦業法； 企圖對 KP 制度取得控制，包括”乾淨、清潔資格”的採礦業務許可證(IUPs) ； 煤價來到高峰，過度投資、供給需求來到勝敗關鍵點。
2015	第 3 年的市場修正，中國大陸需求下滑及印度市場需求增加。
未來發展	低熱值煤、高熱值煤、冶金煤、替代能源？

(二) 印尼能源自主發展

為提高能源自主化，印尼除提高現有石油及天然氣的產能外，並將開發新的石油及天然氣開採地區，以及重新建構對於石油及天然氣生產的控制；煤炭部份，則將從控制煤炭生產量著手，以進一步增加對初級能源產能的控制，並採取以下策略：

- 1、增加初級能源產能。
- 2、提高能源補貼透明度與準確度。
- 3、提高能源使用效率並倡導節能。
- 4、增加再生能源占比。
- 5、提高能源供應可靠度。

(三) 印尼煤炭背景：

- 1、出售煤炭為政府主要稅收來源。
- 2、含碳之化石燃料，燃燒後會造成環境汙染。
- 3、非再生天然資源，操控在政府手中，應用於創造全民福祉。
- 4、未來印尼將提高煤炭在能源消耗中的占比以取代其他化石燃料。
- 5、煤炭蘊藏量集中於蘇門答臘及加里曼丹 2 個島嶼，但煤炭主要消費區則位於爪哇島。

(四) 印尼煤炭產業現況

- 1、印尼煤炭資源量約 1,270 億公噸、蘊藏量約 320 億公噸。
- 2、煤炭分布集中於蘇門答臘(50%)及加里曼丹(49.5%)2 個島嶼，其餘島嶼僅占 0.5%。
- 3、煤炭產量 93%來自加里曼丹，7%來自蘇門答臘。
- 4、印尼煤炭 88%為中低熱值煤，10%為高熱值煤，剩餘 2%為較高熱值煤。
- 5、國內最大煤炭消耗產業為發電業(占比 81%)，其餘為水泥、紡織、化肥、造紙和冶金業，這些行業主要集中在爪哇島。

(五) 印尼煤炭政策

為確保國內礦物或煤炭需求供應無虞，印尼政府於 2009 年頒布的第 4 號法規中明訂：「為了國家的利益，政府與眾議院協商後得訂定礦物或煤炭對於國內供應的優先級」，且於 2010 年頒布的第 23 號法規中表示：「IUP OP 和 IUPK OP(煤礦開採許可證)的持有人必須優先國內礦物或煤炭的需求」。因此，在此兩法規的限制下，未來印尼國內煤炭需求增加，印尼礦商必須優先滿足國內需求，多餘之煤炭方能出口，印尼煤炭政策如下：

- 1、提高煤炭在印尼能源消費優先程度。
- 2、執行良好的採礦作業。
- 3、增加露天和地下煤礦的探勘。
- 4、增加煤炭在國家能源消耗中的占比。
- 5、煤炭供應必須滿足國內需求。
- 6、煤炭價格基準的制度化，以維持國家財政收入。
- 7、增加煤炭的附加價值。
- 8、改善煤礦開採技術及煤炭利用能力。

(六) 印尼國內煤炭需求

過去 10 年印尼煤炭生產量自 2005 年的 1 億 5,000 萬公噸成長至 2015 年的 4 億 6,100 萬公噸，相較於生產量的爆發性成長，國內煤炭消費量皆維持在 5,000 萬~8,600 萬公噸左右。因印尼政府近年來大量發展燃煤發電，因此預估到 2019 年國內煤炭消費量將較 2016 年成長近 3 倍，達 2 億 4,000 萬公噸，占印尼煤炭生產量約 60%，將大幅限縮印尼煤炭出口量。

2015 年印尼發電能源組合以燃油占比最大(39%)，逐年遞減至 2019 年為 34%，燃煤發電在未來五年間 (2015~2019 年) 占比則維持在 28% 左右。

印尼國內煤炭消費量成長主要來自於燃煤發電成長，國內消費將逐年成長：

(七) 結語

- 1、國家能源政策將朝向滿足能源自主化之目標發展。
- 2、煤炭為最優先之國內發電及工業來源。
- 3、煤炭產能須加以控制，才能確保國家能源供應來源。

參-2 赴印尼定期契約供應商 Berau 及 KJB 礦區

一、赴 Berau 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況

(一) Berau 礦簡介：

Berau 礦位於印尼東加里曼丹省(East Kalimantan)伯勞地區(Berau Regency)，伯勞地區之首府為 Tanjung Redep，人口約 6 萬人，該地亦是 Berau 的總公司所在。

該礦主要有三個開採區域，分別為 Lati、Binungan 及 Sambarata，開採區域均沿著比勞地區主要河川 Segan River 分佈，裝礦區總面積為 118,400 公頃，均為露天開採。Berau 所持有的採礦許可證種類為印尼中央政府所核發的第一代採礦許可 Coal Contract of Work (CCoW)，許可證的有效期至 2024 年。

Berau 礦所生產燃煤係經由前述三個開採區域分布在 Segan River 旁的駁船碼頭裝運至駁船後，以河運方式運送至外海之 Muara Pantai 錨地，再以浮動裝煤機將燃煤裝載至煤輪上。

由於開採區域的不同，其所生產的燃煤品質上亦有所差異，目前 Berau 將該礦燃煤區分為 4 個品牌進行銷售。

Berau 礦自 1994 年開始生產以來迄今，每年均呈穩定成長，詳如下圖：Berau 的客戶均集中於亞太市場，其中以銷售至中國大陸及印度為主，2 個國家在 2016 年占其銷售比例半數以上約 54%，而台灣則為其第三大外銷市場，占比約 15%，本公司為該商目前在台灣的唯一客戶。其供應予本公司的燃煤主要以 Agathis 及 Mahoni-B 等 2 種品牌為主。

根據 Berau 的生產規劃，2016 年的可售煤產量預計將為 2,650 萬公噸，並將逐年成長，預估到了 2019 年時，將可達到每年 3,300 萬公噸的水準。由於熱值較高的燃煤蘊藏大多已開採完畢，故以熱值較低的 Agathis 及 Sungkai 種品牌燃煤為主，其比例高達 90% 以上，下圖為該商的 2015~2019 年的可售煤生產規劃：

(二) 參訪紀要

本次參訪 Berau 礦的 Binungan 開採區域，及其駁船裝貨碼頭 Suaran Port 等兩處。由於礦區周遭均為原始叢林，陸運並不發達，礦區的各项機具

設備及工作人員均透過 Segan River 進行運輸。Bingungan 開採區域之耒礦區作業詳下圖所示：

Bingungan 開採出來之煤炭，即以原煤卡車(後傾式車斗，裝載量 42 公噸)載運至 2.5 公里外之原煤儲煤場，煤炭在碎煤場進行碎煤及暫存。

Bingungan 區域現有 3 部碎煤機，以推土機送入碎煤機，或直接或由後傾卸式卡車直接倒入餵料斗，經碎煤機破碎至小於 50 mm 後輸送至容量 2 萬公噸之堆煤場，經過碎煤、混拌後再裝載至成品煤卡車(側傾式車斗，雙節，每節容量為 60 公噸)，送往 25 公里公路外至 Suaran 裝貨碼頭區之儲煤場暫存。

於駁船抵達後再透過長約 2 公里的皮帶機將煤炭送至駁船裝煤機裝載於駁船中，自此碼頭至外海的 Muara Pantai 錨地約 55 公里，駁船行駛時間約為 8~10 小時，Suaran 駁船裝貨碼頭亦有公證公司 Geoservices 及 Sucofindo 的實驗室。

(三) 與 Berau 人員討論紀要

本公司與 Berau 簽有 7 個一般亞煙煤定期契約，目前為本公司最大燃煤供應商，職等與渠就燃煤交運及採購等議題進行討論，由於林口及大林等新燃煤機組加入運轉，2017 年計劃採購量將達 3,100 萬公噸，其中印尼煤部分將新簽 1 個「一般亞煙煤」及 5 個「一般煙煤(B 規範)」定期契約，因該公司有三個定期契約將於 2016 年到期，故表達參標意願，希與本公司繼續維持長期商務關係。

此外，職等亦向該公司說明，因環保因素考量，本公司已將「一般亞煙煤」之硫份規範由 1.1% max 調整為 0.9% max，另「一般煙煤(B 規範)」之硫份規範亦由 1.1% max 調整為 0.7% max。由於該公司交運予本公司燃煤硫份大約在 0.9% 上下，故可能對其產生影響。Berau 人員表示，近來 Bingungan 礦區之新開發礦井 (Block 8th) 所開採出來之燃煤硫份僅 0.3~0.4%，惟熱值僅約 4,800~4,900kcal/kg(GAR)，恐無法符合本公司採購品質規範。職等表示「一般亞煙煤」之熱值規範確為 5,000 kcal/kg (GAR) Min.，惟本公司「低硫亞煙煤」採購品質規範之硫份為 0.4% Max.、熱值為 4,800kcal/kg(GAR)Min.，鑑於環保法規日趨嚴格，希 Berau 多生產及交運較低硫份之燃煤予本公司。

二、赴 KJB 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況

(一) KJB 礦簡介：

KJB 煤礦位於印尼東加里曼丹省 Berau 地區主要城市 Tanjung Redeb 西南方約 43 公里，車程約 1 個小時。礦區總面積 5,000 公頃，該礦區與本公司主要定期契約廠商 PT. Berau 為鄰。

礦區煤炭蘊藏量(原煤)之確定蘊藏量為 19.37 百萬公噸，以該礦洗選產出率 95% 計，可取得之蘊藏量為 18.40 百萬公噸。

該礦自 2014 年 3 月開始商業生產，2015 年可售煤年產量為 2 百萬公噸，預估 2016 年之年產量可達 2.2 百萬公噸，估計現有採礦區可採礦量約可開採 7 年。

KJB 煤礦屬露天開採多煤層煤礦，以挖土機與卡車車隊進行開採，原煤於礦區露天開採後，目前開採區域為 Nyapa West 煤層，未來若開採 Nyapa East 煤層，則將先以皮帶機運送，跨越 Kelay River，送至 Nyapa West 儲煤場儲存，原煤儲煤場之容量為 15 萬公噸，再以卡車運至 30 公里外 Segah River 旁之 Lebanan Jetty 進行碎煤，碎煤機碎煤(碎煤能力 500-700 公噸/小時)至粒度小於 50 公厘，並儲存於 Lebanan Jetty 之儲煤場，經碎煤後之可售煤(產品煤)儲煤場之容量為 4-5 萬公噸。

可售煤在 Lebanan Jetty 裝煤碼頭以皮帶機裝上駁船，運至 130 公里外之 Muara Pantai Anchorage 燃煤裝貨港，駁船載重量為 8,000 公噸，全年內陸運輸之最大容量為 3 百萬公噸。該礦內陸運輸距離較短(卡車 30 公里+駁船 130 公里)如下示意圖，具競爭力。

為確認採礦品質，該公司亦委請 Geoservices 品質公證公司在 Lebanan Jetty 旁邊興建完成 Geoservices 實驗室，可減少樣本送至 Berau 市區化驗之時間。

在 Nyapa West 原煤儲煤場與 Lebanan Jetty 皆有進行人工煤炭取樣，每值及每一煤層進行取樣，監測煤炭之熱值、總水份、灰份與揮發物。在 Lebanan Jetty 可售煤儲煤場亦進行人工取樣，在經由皮帶機將燃煤送至駁船時，亦進行取樣，每天送至該公司之實驗室進行化驗，以確保煤質。在送至 Muara Pantai Anchorage 燃煤裝貨港裝船時，亦進行取樣，依客戶之需求，送至相關之化驗公司進行分析作業。

出口煤炭經駁船以水路運輸運至 130 公里外之 Muara Pantai Anchorage 燃

煤裝貨港，由該公司自己負責營運。

(二) 與 KJB 人員討論紀要

KJB 於 2014 年 3 月才開始商業生產，本公司與其簽有 1 個 6 年期 (2016-2021 年) 一般亞煙煤之定期契約(105-IN-GS0601)，其礦區生產燃煤熱值約 5,500 kcal/kg GAR，較一般亞煙煤熱值高，且煤質具有低硫 0.5% 的特性，無論單燒或與一般煙煤混燒，可有效降低電廠硫氧化物(SO_x)、氮氧化物(NO_x) 排放量，對改善環保頗有助益，自 2016 年開始交貨以來，其煤質穩定，送電廠燃用情形良好，為一穩定之長約供應煤源。

鑑於 KJB 所產燃煤品質良好，職等鼓勵渠未來多參與本公司定期契約及現貨燃煤採購標案，惟 Kaltim Jaya Bara 人員表示：渠現有礦總生產量約 2,000 萬公噸以上，以 2016 年產量 2.2 百萬公噸估計，現有採礦區可再開採礦量約 7 年，僅能勉予供應現有契約量，幾已無餘量再參標，且渠亦不希望提高年產量，以避免 Panel 1 及 Panel 2 礦坑之礦量快速耗竭。惟該公司未來將於現有礦區臨近區域進行探勘，希能再開採及生產符合本公司採購品質規範之燃煤。

肆、結論與建議

- 一、自工業革命開始以來，煤炭作為全球主要能源已長達上百年，即使在石油取代煤炭成為世界主要能源之後，煤炭仍然是全球最主要的基礎能源之一。惟近年來，隨著溫室氣體排放帶來的氣候變化問題成為全球議題，能源結構發生變化，世界開始向低碳未來轉型，在此能源轉型背景下，煤炭行業正面臨著能源革命的挑戰。
- 二、有許多煤炭蘊藏量高的礦區，位於偏遠地帶，若要開發需建設大規模基礎設施，如運煤鐵路及港口等，在煤炭價格走跌之情況下，導致籌資困難，最後終究無法取得資金而延遲開發或使計畫完全停擺；此外，環保意識扣抬頭，有部分的新煤礦開發計畫係在環保團體的反對抗爭下受阻。若此，未來煤炭產業將缺少新礦開發，生產計畫及基礎設施投資均呈現衰退的趨勢，恐將影響未來長期供應能力，是值得我們關注的問題。
- 三、中國大陸為煤市指標性風向球，其煤炭進出口量變化為影響亞太地區煤價之主要因素，受去產能、減量化生產影響，今年第二季以來中國大陸國內煤炭供給明顯收縮，支撐國內煤炭價格連續上漲，使進口煤具價格優勢，買家陸續至市場搶購煤貨，致近期煤價大幅走揚，煤價上漲是季節性需求因素還是谷底反轉上揚，後續發展尚待觀察。
- 四、臺灣是孤島型能源供應系統，煤炭 100% 仰賴進口，考量國家能源安全，本公司未來仍會繼續發展部分燃煤電廠。燃煤發電是二氧化碳排放的主要排放來源之一，然排碳量除與煤質有關外，亦與機組之設計與運轉效率有關。煤質部分，燃煤電廠為基載發電，為使機組能穩定滿載運轉，配合各機組設備與運轉狀況之不同，本公司新增高熱值、低灰份及低硫份規範，提供適用之優質燃煤，適時檢討修訂燃煤採購品質規範，降低規範中之灰份及硫份，鼓勵投標商提報優質燃煤，協助各燃煤電廠減少排碳量，使各燃煤電廠之營運能符合日趨嚴格之環保排放標準；機組部分，未來將逐步淘汰低效率、排碳量較高之次臨界機組，新建燃煤電廠改以較高效率、排碳量較低之超超臨界機組，將可減少排碳量，以善盡環保責任。
- 五、本公司為確保燃煤機組可滿足運轉及環保之需求，已訂有嚴謹之燃煤採購品質規範，目前本公司燃煤主要購自印尼、澳洲與俄羅斯，其中澳洲煤熱值高、灰份高，而印尼煤熱值較低、灰份及硫份亦較低，具環境友

善特性，本公司係採用適當比例混拌燃用，使電廠運轉除可達成高效率外亦兼具降低污染物排放的目標。惟以煤質發展趨勢來看，經多年開採，熱值有降低的傾向，而硫份較低之煤源，亦逐漸枯竭，面對日趨嚴苛的環保法規，在不限縮燃煤採購彈性之情境下，本公司如何採購到較高熱值、低硫、低灰之燃煤，以符合電廠環保及運轉之營運需求，實為當前重要課題。