

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：開會)

赴印尼出席 2014 年亞洲煤炭運輸暨貿易會議

服務機關： 台灣電力公司

出國人職稱： 燃料處燃煤組主辦燃煤定期契約採購

姓名： 曾文彥 (213823)

出國地區： 印尼

出國期間： 103 年 6 月 1 日至 103 年 6 月 7 日

報告日期： 103 年 8 月 5 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 2014 年亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia)

頁數 41 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

曾文彥/台灣電力公司/燃料處燃煤組主辦燃煤定期契約採購/23666753

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：103.6.1~103.6.7 出國地區：印尼

報告日期：103 年 8 月 5 日

分類號/目

關鍵詞：中國大陸、印度、印尼、煤炭、Adaro

內容摘要：

- 一、未來煤炭仍為亞洲地區能源供應的主要來源，燃煤發電亦將持續扮演基載電力的角色。為實現煤炭能成為未來能源主要供應來源，亞洲地區國家在因應氣候變遷等相關議題更將責無旁貸，須承擔較以往更為重大的責任，未來須輔以淨煤技術，煤炭才有可能成為永續的資源，以發電業為例，淨煤科技(如 CCS 或 IGCC)攸關燃煤發電未來發展的重要關鍵之一。
- 二、福島核災之後，日本電力公司因彌補核能電力缺口而以天然氣替代發電，致虧損嚴重，故今 2014 年已有 5 家 JPU 提出了燃煤電廠興建計畫，期改善財務狀況，達成減少對核能依賴的長遠政策目標，預估燃煤進口需求將逐年緩步增加，惟如前所述，未來燃煤機組的興建必須符合二氧化碳及溫室氣體排放的承諾，須有效控制污染物之排放，如引進淨煤技術或者透過國際間之交流與共同合作。
- 三、從經濟發展之基本面分析，人均用電量、人口成長潛力及伴隨經濟發展之城鎮化與工業化，預期中國大陸與印度之經濟仍將持續擴張，持續推升煤炭需求，且由於煤炭之經濟性高且資源豐富，中國大陸與印度政府仍視煤炭為滿足能源需求的主要選項，至少短期之內仍難以被取代。
此外，燃煤海上貿易的蓬勃發展，亦降低煤炭資源相對較缺乏的國家發展燃煤發電的風險。預估 2030 年，亞洲地區燃煤需求將成長高達 2 倍，達將近 80 億公噸左右，相信目前市場供過於求的情況，在未來的幾年內應可逐漸趨緩。

四、有關印尼煤炭政策最新發展，首先，印尼具煤炭資源豐富的優勢，且低品級煤約占 66%，未來將興建更多的燃煤機組，以提供經濟成長所需之電力，且新建燃煤電廠將以低品級煤煤質為設計基礎，然如同前述，燃煤電廠必須採用淨煤科技(CCT, Clean Coal Technology)，依據印尼政府可行性研究報告：未來新建燃煤機組須採用 USC 技術或 IGCC(預期未來建造成本下降)等兼顧機組效率與物染物排放控制之技術，適合燃用較低灰融點之低品級煤質，除可充分利用國內豐富之煤炭資源，亦可減少二氧化碳之排放。

印尼政府為提高煤價及確保國內能源供應安全，持續精進與改善國內煤炭銷售義務政策、取消國內礦權稅率及取締非法礦出口，然這些政策在煤商仍有不同建議下勢必存有變數，須持續關注其後續發展，並對本公司之燃煤採購方式所可能產生之衝擊，提早規劃因應。

五、中國大陸、印度、日本及 ASEAN 國家燃煤需求持續成長，在各國有效因應氣候變遷議題下，燃煤市場拉貨力道將逐年顯現，此外，目前印尼政府企圖控制產量與出口量以提升煤價以及各煤商採減產或延緩投資之遞延效果將逐步顯現，預期未來燃煤市場或將不若目前來的寬鬆。

近幾年本公司因應大林及林口電廠陸續除役，供應量在 102~104 年期間逐年減少，故部分新簽燃煤定期契約以一年期契約辦理以為過渡，未來 104-109 年長約占比將大幅減少。鑑於未來燃煤市場或將不若目前來的寬鬆，且新機組亦將陸續商轉，致本公司用煤量將逐年增加，建議於未來辦理新簽定期契約時，契約年限須以多年期為主預為因應，以確保燃煤供應安全目標。

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
一、 煤炭作為亞洲關鍵能源之評估及日本燃煤需求展望..	10
二、 難以理解的謎團-中國與印度.....	17
三、 印尼煤炭最新政策發展.....	27
四、 亞太燃煤市場現況研討摘要.....	33
五、 Adaro 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況.....	35
肆、 結論、建議與心得.....	39

壹、出國緣起與任務

一、第 20 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia) 於 2014 年 6 月 1 日至 6 月 4 日於印尼巴里島召開，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，均將派員出席會議。本次會議主要議題：

- (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) 亞太地區煤炭供需情勢
- (四) 亞太地區煤炭市場之最新發展
- (五) 印尼煤炭訂價策略

二、亞太地區燃煤市場近 3 年來呈現供過於求的情勢，就需求面而言，主要可歸因於歐債風暴陰影持續籠罩致影響全球經濟成長，以及美國頁岩氣的蓬勃發展，致燃煤需求不振；中國大陸煤炭供給嚴重過剩，抑制進口煤需求成長幅度；就供給面而言，近幾年美加煤炭持續流入亞洲市場；亞太地區主要煤源國之印尼與澳洲煤商因虧損嚴重，為降低生產成本及獲取資金而增產，使供過於求的情況持續惡化，致市場價格持續走跌，經查 102 年亞太地區燃煤現貨價格由最高達每公噸 98 美元於 7 月中旬下跌至每公噸約 77 美元(已跌破 101 年之最低點每公噸 82.67 美元)，後因全球經濟景氣逐步好轉及北半球冬季用煤需求的帶帶動下，於 102 年年底緩步回升至約每公噸 86 美元。

103 年亞太地區燃煤市場供應及交運情勢仍將面臨許多挑戰，今(103)年日澳年度長約價格已議定為每公噸 81.8 美元後，為自 99 年以來最低，跌幅高達 37%，致現貨價格持續走

跌，目前每公噸約 68 美元左右。

亞太地區主要燃煤進口國之中國大陸與印度燃煤進口需求雖仍殷切，然供給量仍持續成長，致目前市場價格仍顯低迷。另，印尼政府為提高煤價，提出限制產量及出口量政策等相關政策及提高礦權稅，勢必衝擊亞太地區煤炭市場未來發展方向。

三、 本次會議針對亞太燃煤市場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，以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、 本公司 103 年燃煤預估計劃採購量為約 2,720 萬公噸，印尼煤約占 68%，為本公司最大煤源國，其中 Adaro 公司為本公司最重要之低灰特低硫亞煙煤供應廠商之一，目前與本公司共簽訂 2 個定期契約，年定期契約年供應量約 100 萬公噸，其特低灰(僅約 1%，遠低於一般印尼煤灰分平均值 5%，澳洲煤灰分平均值 14~16%)、特低硫(僅約 0.1%)及特低氮含量(僅約 1%)等特質，對機組燃用含氮量較高之澳洲煤產生氮氧化物(NOx)致使 SCR 注氮量大，導致下游空氣預熱氣堵塞之改善助益極大。此外，在電廠排煙脫硫設備(FGD)故障檢修時，燃用此類煤仍可符合硫氧化物排放標準，堪稱電廠「救命煤」。

故於參加本次會議之便，赴 Adaro 礦區，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，供本公司營運參考。

貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
103年6月1日	台北—巴里島	往程
103年6月2~4日	巴里島	出席 2014 年亞洲煤炭貿易暨運輸會議(Coaltrans Asia)
103年6月5-6日	巴里島—雅加達— Banjarmasin—Balikpapan— 雅加達	赴 Adaro 礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況
103年6月7日	雅加達—台北	返程

參、工作內容

出席 2014 年第 20 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議

本次會議重點在於亞太地區煤炭市場供需相關議題，近年來台電公司將近 67% 之進口燃煤來自印尼，故上述議題與台電公司燃煤採購業務密切相關，可藉由參加本次會議瞭解與掌握印尼煤未來供應趨勢與發展，將有助於日後之購煤規劃。

出席本次會議除瞭解最新亞太燃煤供需情勢等資訊外，亦同時與煤商及電力同業代表洽談，彼此交換商情資訊，並藉此會議與煤炭業界人士及本公司煤炭供應商建立關係，為出席本項會議的另一個功能。以下謹將會議重點內容摘述如下(註)，供本公司燃煤購營運之參考：

註:本章節引用之圖、表資料來源均摘自會議簡報資料。

一、 煤炭作為亞洲關鍵能源之評估及日本燃煤需求展望

1. 快速成長的 20 年

全球燃料煤海上貿易主要可區分成大西洋市場(Atlantic)與亞太市場(Asia Pacific)，亞太市場的主要煤源國為印尼及澳洲，大西洋市場的主要煤源國為哥倫比亞、南非及俄羅斯，二個市場的供給及需求並非完全獨立(如圖 1)。

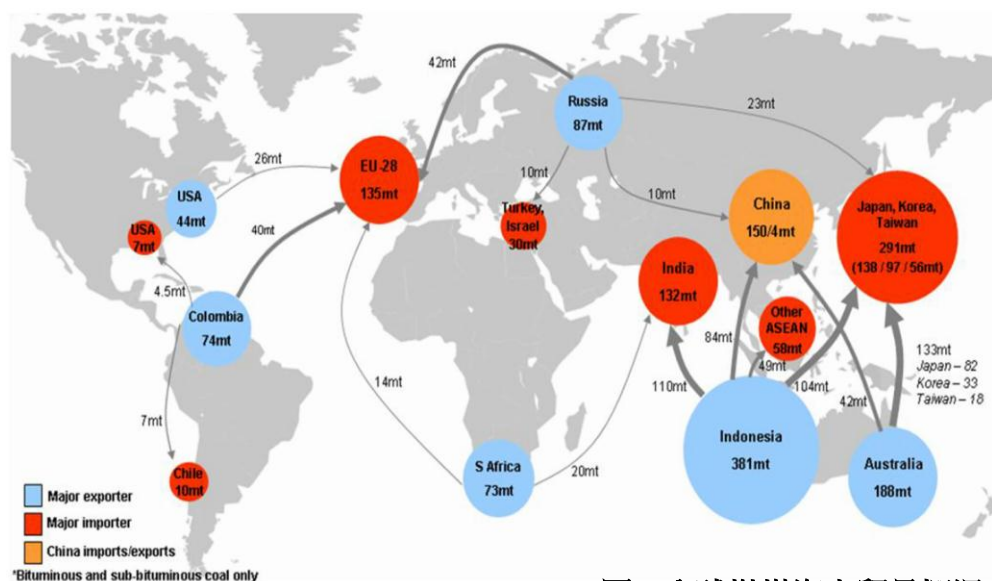


圖 1:全球燃煤海上貿易概況

Source: Customs data, Macquarie Research, March 2014

自 1991 年至 2011 年，全球燃煤海上貿易量成長主要受亞太市場燃煤需求大幅成長之帶動(如圖 2)，亞太市場的燃煤進口量約於 2001 年之後即超越大西洋市場之進口量，於 2011 年約為大西洋市場的進口量的 2.3 倍，達到約 7 億公噸左右，主要係非 OECD(主要為中國大陸及印度)國家經濟蓬勃發展，帶動燃煤需求大幅成長，而大西洋市場之進口量則僅接近 3 億公噸。

印尼燃煤出口量因受中國大陸與印度燃煤需求帶動，出口量逐年成長，已於約 2003-04 年之後快速成長且超過澳洲燃煤出口量，於 2011 年印尼出口量達約 3.7 億公噸，而澳洲則約 1.5 億公噸(如圖 3)。

圖 2:1991-2011 世界燃煤進口量

World thermal coal imports

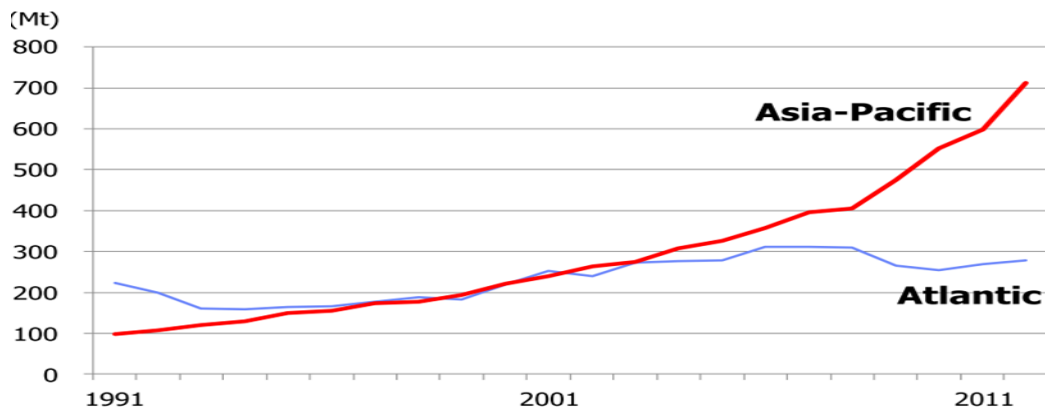
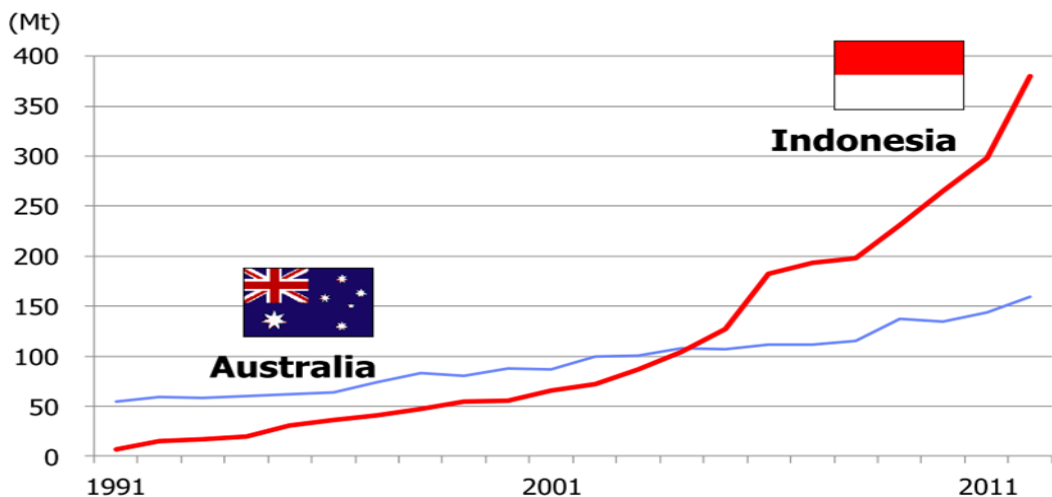


圖 3:1991-2011 印尼與澳洲燃煤出口量

Thermal coal exports from Indonesia & Australia

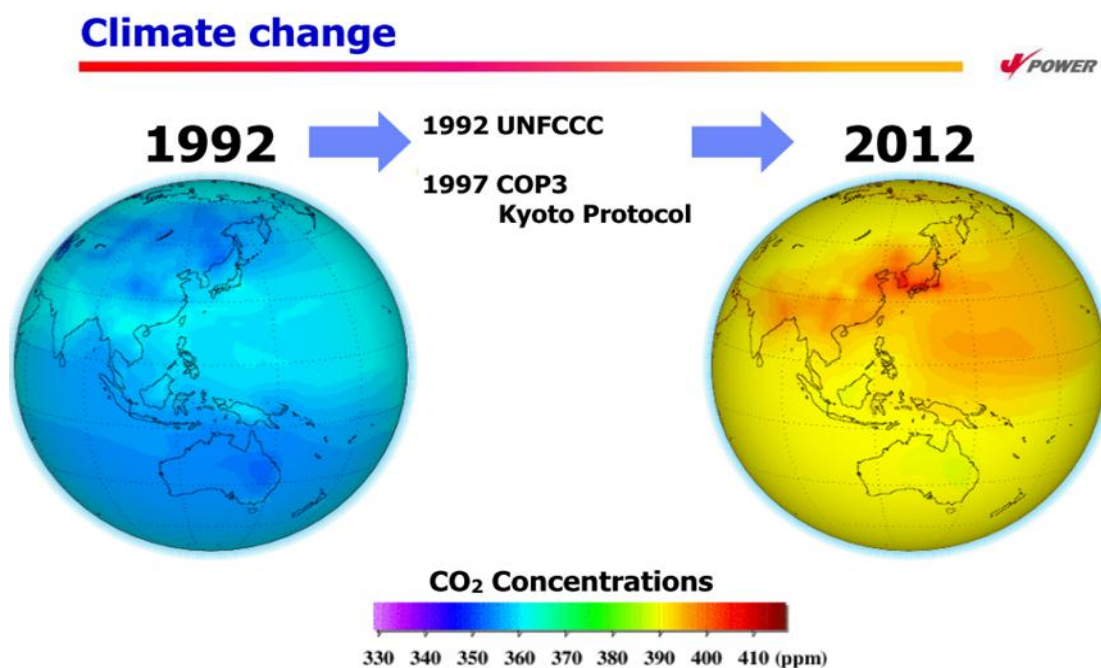


氣候變遷

由於煤炭的污染物排放嚴重，世界各國紛紛重新檢討煤炭於能源供應之定位與角色，為因應氣候變遷等相關議題，節能減碳思維已是能源政策方向的主軸之一。回顧過去，亞洲地區國家經濟成長快速，尤其在中國與印度經濟高速成長帶動下，亞洲地區電力需求大幅提高，進而帶動煤炭消費大幅增加，已使二氧化碳及溫室氣體排放量濃度連年上升，由圖 4 可知，亞洲地區 2012 年二氧化碳排放濃度已遠高於其他地區，因此，在亞洲地區主要國家(例如：

中國、印度、印尼、馬來西亞)未來仍將以煤炭作為能源供應之主要來源，在氣候變遷議題上須承擔較以往更為重大的責任，以發電業為例，淨煤科技(如 CCS 或 IGCC)是煤炭未來是否能永續發展重要關鍵之一。

圖 4:1992-2012 年全球二氧化碳濃度變化



2. 未來 20 年之主角-中國大陸與印度

預估 2035 年以前，全球煤炭需求量及高成長地區仍以亞洲地區為重心，並呈緩步成長趨勢，歐洲、美洲等地區則持平(如圖 5)。

就全球煤炭需求量占比看來，亞洲地區煤炭需求占比將由 2011 年的 68.5% 成長至 2035 年 76.4%，反觀歐洲及美洲地區的占比則逐漸縮小(如圖 6)；

亞洲地區煤炭需求仍以中國大陸與印度為大宗(圖 7)，預估 2011 年至 2035 年間，其合計需求量占整體亞洲地區煤炭需求仍維持超過 80% 的水準，值得注意的是：過去由中國引領的煤炭需求成長，未來將被印度取代，中國大陸占比將由 2011 年之 72.2% 降至 2035 年之 63.1%，印度則由 2011 年之 12.6% 增加至 2035 年之 20.1%。

圖 5:2011-2035 世界煤炭需求

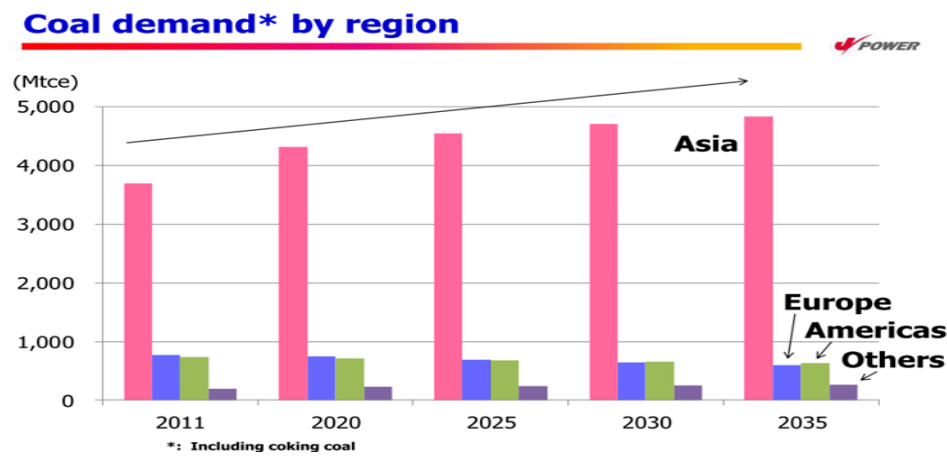


圖 6:2011-2035 世界煤炭需求占比

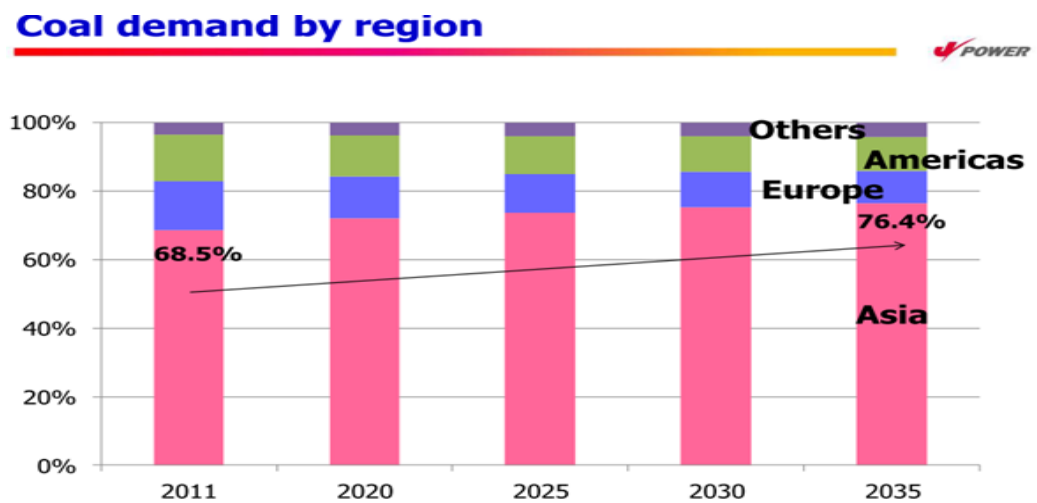
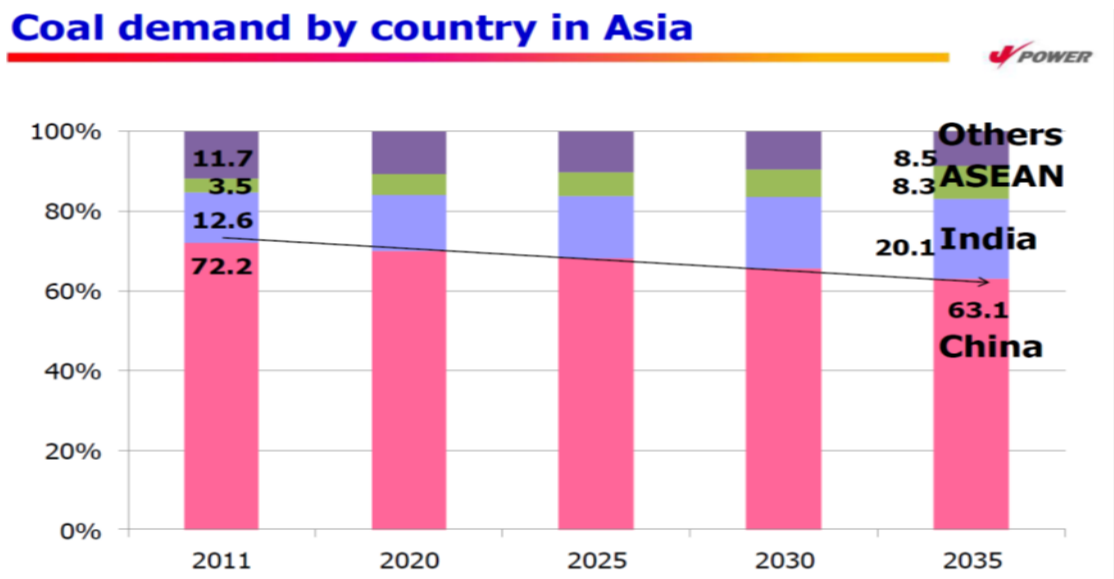


圖 7:2011-2035 亞洲地區煤炭需求預測

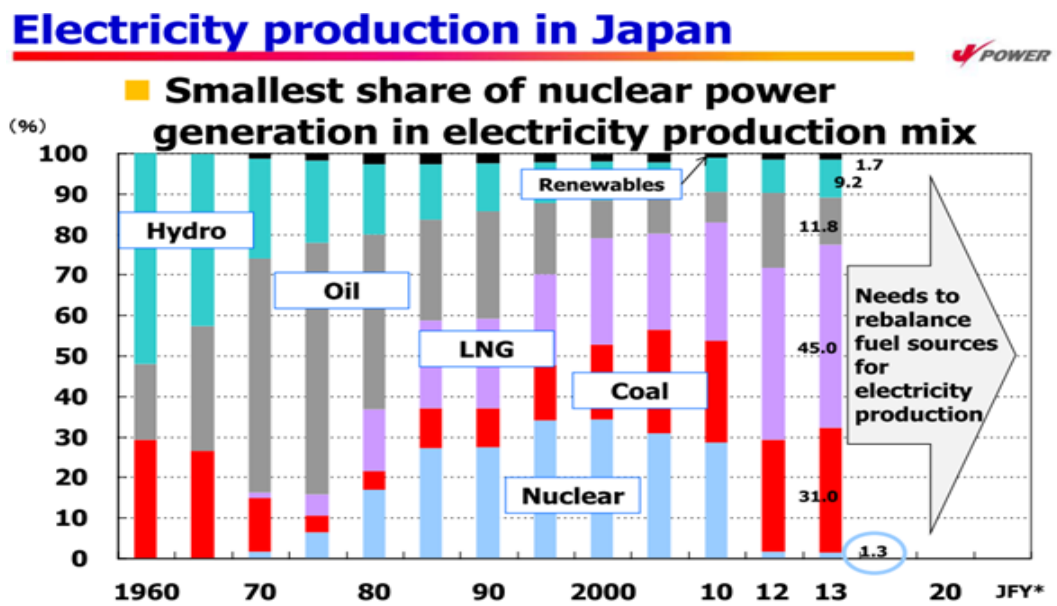


3. 日本燃煤需求展望

1. 核能政策不明朗

於 2011 年 311 福島核災前，日本人民相信核能相較於其它能源，有自主性高、成本低、二氧化碳排放量低等優點，故將核能視為自主能源，在 2010 年，日本是全球第三大核能發電國，事故發生前，日本政府原來計劃大幅提高核電占比，在 2030 年前將核電占比將提高到總發電量的 53%，並規劃於 2020 前興建 9 部機組，並於 2030 年再增建 5 部機組。近年來核能發電提供日本近 3 成的發電量，但於福島核災後，2012 年及 2013 年日本核能發電量比例已大幅降至整體發電量的 1.3% 左右(如圖 8)，顯示日本人民對核電的不信任，能源配比政策勢必重新調整。

圖 8: 日本發電量(燃料別)占比

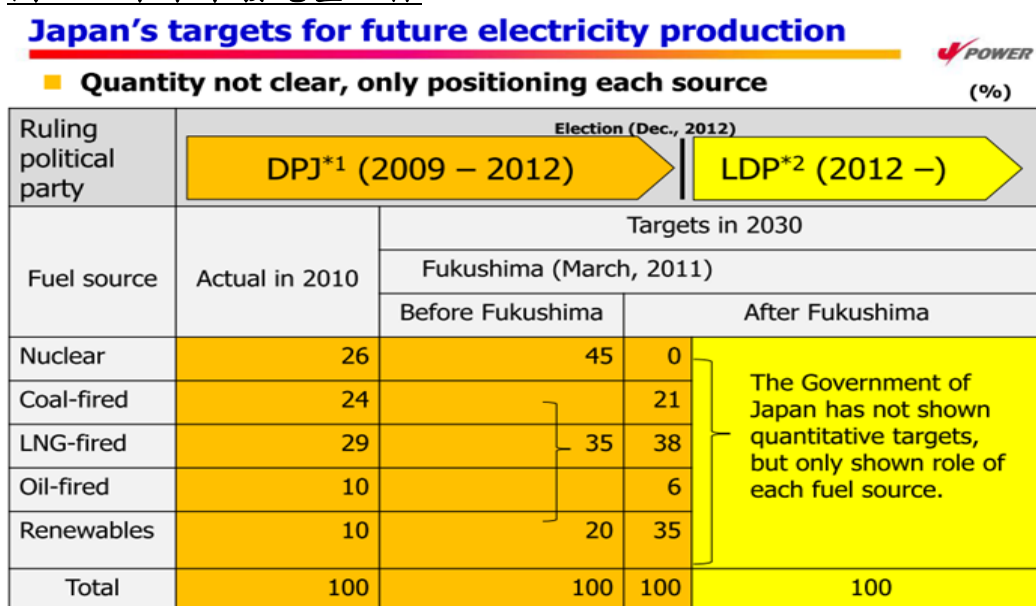


2011 年 12 月 26 日新上台之安倍政府，隨即召開第一次內閣會議，提出將調整前任民主黨政府所制定能源政策，即與支持核電的產業界妥協，以降低對核電依賴度為長遠政策方向，但並未明確訂定各種燃料之發電量占比(如圖 9)(當時新上任經濟產業大臣茂木敏充曾說：「現在談論再生能源占幾%，化石燃料占幾%，是一件笨拙的行為，並

說新政府會提出包含核能發電在內最佳組合的能源政策)，日前於今 2014 年 4 月提出之能源發展計畫摘述如下：

- (1) 核能:扮演重要基載電源角色，並降低對核電的依賴列為長遠目標
- (2) 燃煤: 扮演重要基載電源角色，並鼓勵以低污染的方式使用石化燃料，例如發展淨煤技術，高效率之新機組取代舊機組、提高燃煤機組熱效率，以減少二氧化碳排放技術。
- (3) 天然氣:二氧化碳排放量低，為主要之中載機組，未來政策著重於成本的下降。
- (4) 再生能源: 朝向國內自產，鼓勵並推廣再生能源。

圖 9: 日本未來發電量目標



2. 新設燃煤機組，燃煤進口需求將逐年緩步增加

由於自福島核災以來，日本電力公司為彌補核能發電量減少所造成的電力供應缺口，須增加火力發電(主要為天然氣)以供應足夠電力，導致燃料成本大幅上升，據日本經濟產業省估算，如果日本全國 50 座核能機組均在 2012 年度被決定報廢，10 家電力公司將出現總計約 4.4 兆日圓的損失，10 家公司的合計淨資產將損失 75%。在停用核電的同時，增加火力發電將使燃料費每年增加 3.1 兆日圓。

為避免持續虧損及政府的支持下，今 2014 年已有 5 家 JPU 向政府提出了燃煤電廠的興建計畫(包含新設與替代現有機組，如圖 10)，合計約 10,708MW。

圖 10:2014 年 5 家 JPU 之新設燃煤機組計畫

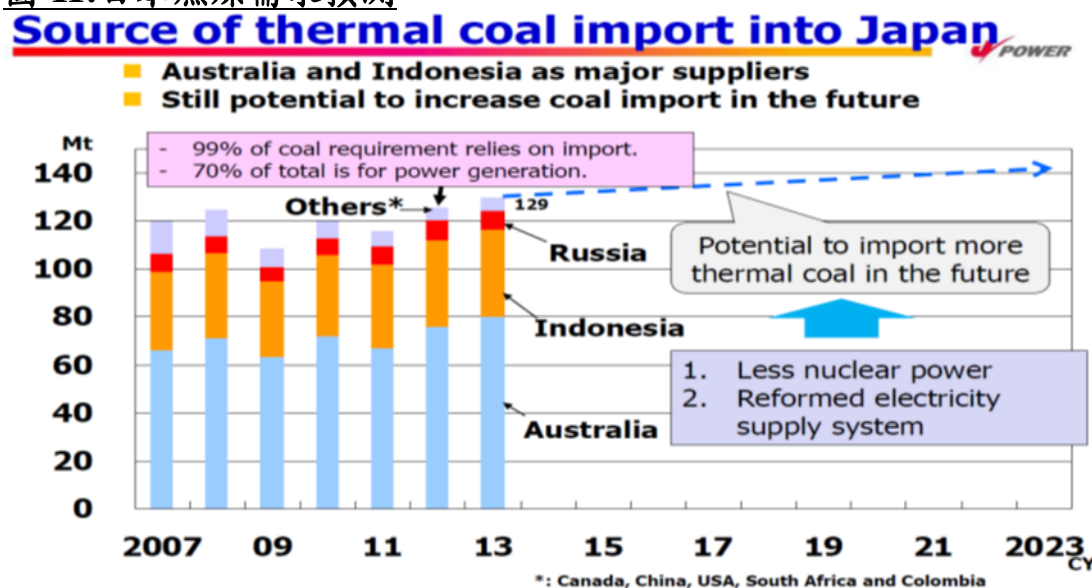
How much capacity of coal-fired power to increase in Japan?

■ Five regional utilities announced bidding plans for thermal power capacity in 2014.

Electric Power Company	Planned thermal power capacity for bidding (MW)	Start of electric power supply	Load factor (%)
Tohoku Electric	600	Jun., 2020 – Jun., 2022	70 - 80
	600	Jun., 2023 – Jun., 2024	40 - 50
Tokyo Electric	6,000	Apr., 2019 – Mar., 2024	70 - 80
Chubu Electric	1,000	Apr., 2021 – Mar. 2023	70 - 80
Kansai Electric	1,500	JFY 2021 - 2023	70
Kyushu Electric	1,000	Jun., 2021	70 - 80
	8	Jun., 2018	50 - 70
Total	10,708		

2013 年燃煤進口量約 1.29 億公噸(圖 11)，未來日本電力公司為了彌補核能發電的缺口，減少燃料成本，改善財務狀況及逐步減少對核能的依賴，未來燃煤機組的興建將提供未來燃煤需求成長的潛力，惟如前所述，未來燃煤機組的興建必須符合二氧化碳及溫室氣體排放的承諾，如引進淨煤技術及與國際共同合作。

圖 11:日本燃煤需求預測



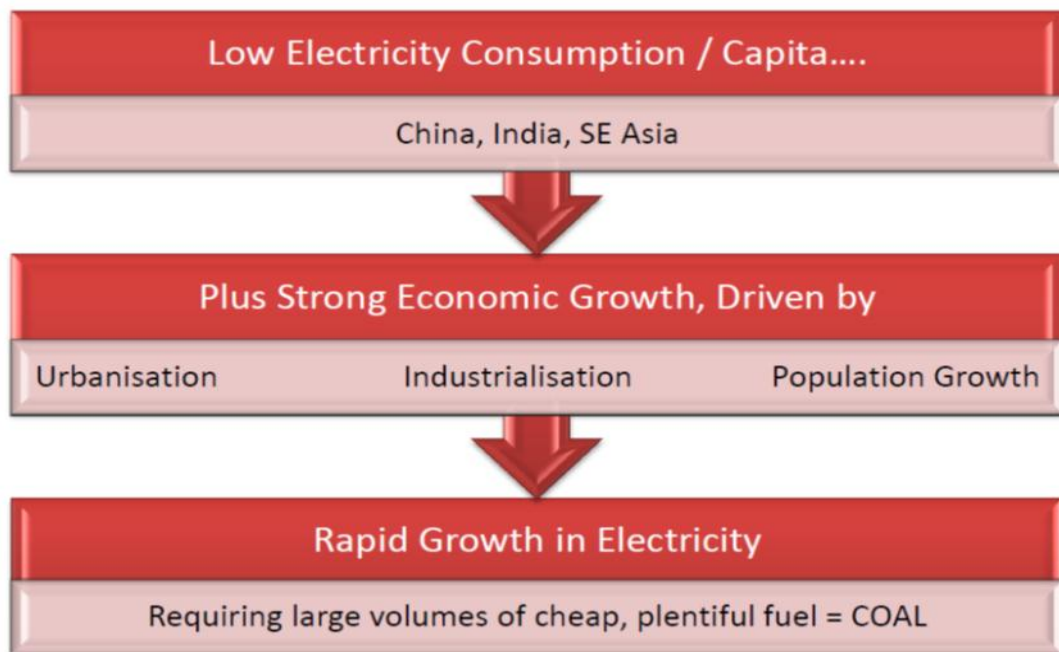
二、難以理解的謎團-中國與印度 (The Enigmas-India and China)

(一)中國大陸及印度的燃煤需求未來仍將持續成長

自 2000 年以來，全球燃煤需求成長幾乎來自於亞洲地區，使全球燃煤需求量成長了超過 2 倍之多，自 2002 年到 2012 年，中國大陸燃煤需求平均每年以 2.6% 的速度成長，整體燃煤消耗量超過了 40 億公噸，約占全球燃煤需求量的 50%。此外，2002 年至 2012 年全球燃煤海上貿易量的成長了 2 倍，將近 9 億公噸的貿易量，亦是由中國大陸(進口煤相對低廉)與印度(國內產能無法滿足其燃煤需求)的強勁的燃煤需求所帶動。

市場上對亞洲地區的兩大經濟體印度與中國大陸未來燃煤需求展望存有許多不同的看法，講者提出了較直觀正面的看法：

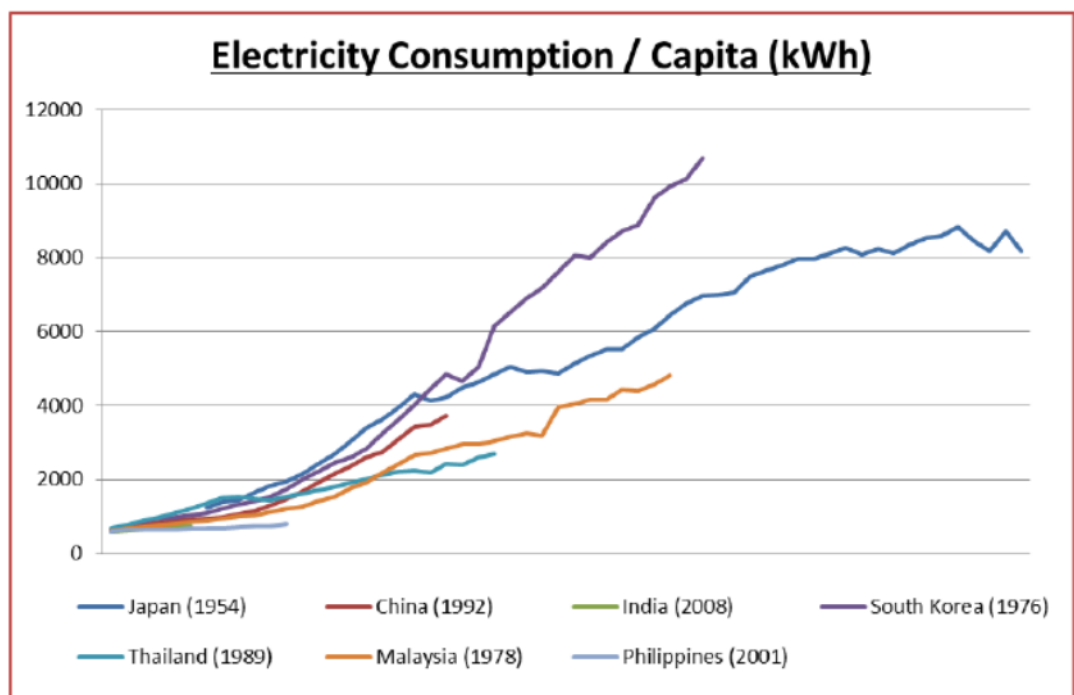
鑒於過去持續帶動用電量以及燃煤需求的因素(如圖 12)仍有很大的發展空間(如下圖說明)，中國大陸及印度的燃煤需求未來仍將持續成長，茲說明如下：



1. 以人均用電量來看，目前中國大陸、印度及 ASEAN 國家

相對於已開發國家仍偏低。一般而言，每人用電量隨著經濟發展而呈穩定上升的走勢，當發展至較成熟的經濟體後則維持穩定的水準(如日本，但韓國唯一例外，雖已是先進經濟體，但國內製造業占 GDP 比重較高，使每人用電量迄今仍持續上升，如圖 12)。過去中國大陸與印度經濟成長顯著，人均用電量顯著成長，但與先進經濟體如美國相較仍偏低，2012 年中國大陸的人均用電量僅為美國的 1/8，印度則落後中國大陸將近 20 年的水準，僅為美國人均用電量的 1/33，且市場與投資機構多預測中國大陸與印度之經濟仍將持續成長，人均用電量也將隨之增加，持續帶動煤炭需求。

圖 12: 亞洲地區主要國家人均用電量趨勢圖



2. 人口成長、都市化以及工業化將持續推升中國大陸與印度用電需求。首先，依講者提供之亞洲地區主要國家人口成長預測(如表 1)，未來亞洲地區人口到 2030 年將增加 3.2 億人，其中，中國大陸將增加 6800 萬人，印度最為顯著將增加 2.24 億人。此外，預估 2025 年前中國大陸與印度都市化的程度也將明顯提升，中國大陸 2025 年前都市化人口將增加 2.5 億人，印度將增加約 2 億人，並於 2025

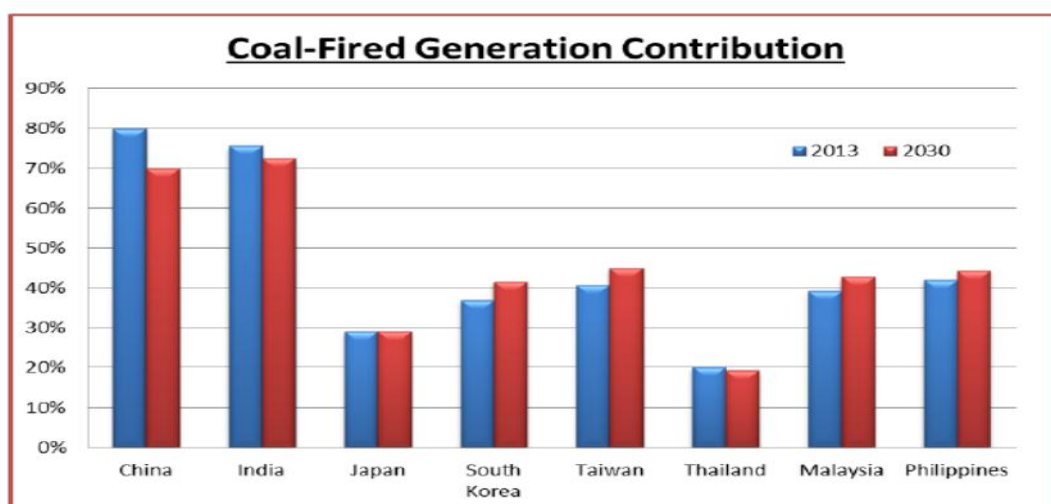
年之後都市化速度將加快。

表 1: 亞洲地區主要國家人口成長預測

Country	2013 (Mill)	2030 (Mill)	Change (Mill)	CAGR (%)
China	1,386	1,453	68	0.3%
India	1,252	1,476	224	1.0%
Japan	127	121	- 7	-0.3%
Korea	49	52	3	0.3%
Taiwan	23	24	0	0.0%
Thailand	67	68	1	0.0%
Malaysia	30	37	7	1.3%
Philippines	98	128	29	1.5%
Total	3,033	3,358	326	0.6%

3. 鑒於煤炭低廉之成本與資源豐富之優勢，燃煤發電將提供亞洲地區經濟成長、人口成長、都市化所需之用電需求。目前亞洲地區主要國家如中國大陸與印度普遍採燃煤發電，未來亞洲地區主要國家燃煤發電占比詳如圖 13，2030 年中國大陸與印度之電力供應仍以燃煤發電，占比約 70% 以上，其他國家如日本、南韓、馬來西亞及菲律賓燃煤發電占比均逐步增加。

圖 13: 2013-2030 亞洲地區主要國家燃煤發電占比



此外，燃煤海上貿易的蓬勃發展，亦有利於燃煤發電之發

展，由於煤炭運輸的便利性與成本相對低廉，可降低煤炭資源較缺乏的國家發展燃煤發電的風險，如印度因國內產能無法滿足燃煤電廠用煤需求，則轉而由進口煤補充，此外，其新建燃煤電廠亦依據進口煤質進行設計施工，而非採國內煤。

4. 亞洲地區主要國家燃煤需求長期預測(詳如表 2)

亞洲地區燃煤需求將因經濟成長及伴隨之人口成長、都市化、工業化而使人均用電量逐年提升，在政府能源政策的規劃下，燃煤發電比重的逐漸增加，整體燃煤需求將自 2013 年約 44.5 億公噸成長至 2030 年約 79.9 億公噸，增加約 3.5 億公噸，即每年約 3.5% 的成長，其中中國大陸與印度成長的幅度仍相當顯著，分別約成長 27.7 億公噸與 6.1 億公噸，每年平均成長率分別達 3.6% 與 4%

表 2: 亞洲地區主要國家燃煤需求長期預測

Country	2013 (Mt)	2030 (Mt)	Change (Mt)	CAGR (%)
China	3421	6195	2773	3.6%
India	639	1245	606	4.0%
Japan	138	136	(2)	(0.1)%
Korea	99	165	66	3.1%
Taiwan	67	94	27	2.0%
Thailand	35	49	14	1.9%
Malaysia	26	47	21	3.6%
Philippines	23	54	32	5.3%
Total	4448	7986	3538	3.5%

5. 綜上，中國大陸與印度燃煤需求展望可歸納下列幾點:

- (1) 亞洲地區的經濟成長，尤其是中國大陸與印度，未來仍有很大的成長空間，另外 ASEAN 國家亦是須密切觀察的因素。
- (2) 伴隨經濟成長之工業化、都市化/城鎮化與人口成長將持

續驅動中國大陸與印度的經濟成長與燃煤需求。

- (3)由於燃煤發電的經濟性與燃煤海上貿易的蓬勃發展，降低煤炭資源相對不足的國家展燃煤發電的風險，未來燃煤發電仍將為支撐亞洲地區經濟發展的主要供電來源。
- (4)至 2030 年，亞洲地區燃煤需求將成長高達 2 倍，達將近 80 億公噸左右，相信目前市場供過於求的情況，在未來的幾年內應可逐漸趨緩。

(二) 中國大陸燃煤需求展望-成長幅度不若以往

1. 現況分析

2014 年由於國內投資減緩，燃煤需求的成長幅度趨緩，預估 2014 年燃煤需求為 34.6 億公噸(詳表 3)，相較於去年約成長 2.85%，低於 2013 年成長率約 3.15%，預估進口煤仍有 2.25 億公噸之水準，較去年 2.46 億略減，降幅約 8.54%，其主要原因之一係國內煤價持續下跌，使秦皇島 FOB+運至南方港口之運費的 CFR 價格低於進口煤價，促使中國大陸買家轉而採購國內煤(如圖 14)。

表 3: 中國大陸近 3 年燃煤供需與進口量

Year	2011	2012	2013	2014E
Production	2.99	3.18	3.24	3.29
Demand	2.992	3.173	3.364	3.46
Gap	-.002	.007	-.124	-.170
Net Import	.167	.227	.246	.225

圖 14: 中國大陸煤炭供應路線



2.未來展望

未來，中國大陸燃煤機組裝置容量仍穩定成長(如圖 15)，煤炭在能源供應上仍將扮演主要的電力供應來源，煤炭需求在未來的 5 年將持續成長，但成長力道將不若以往強勁，依據 IEA 的預測，中國政府在新十二-五計畫強調高品質的經濟成長，強調環保潔淨的能源政策、提高能源使用效率下，預估將減緩煤炭需求成長力道，預估未來 2012 年到 2018 年煤炭需求將成長 7%，由 2011 年約 2,800 Mtce 成長至 2018 年的 3,000 Mtce(圖 16)。

圖 15:2009-2020 年中國大陸燃煤機組裝置容量

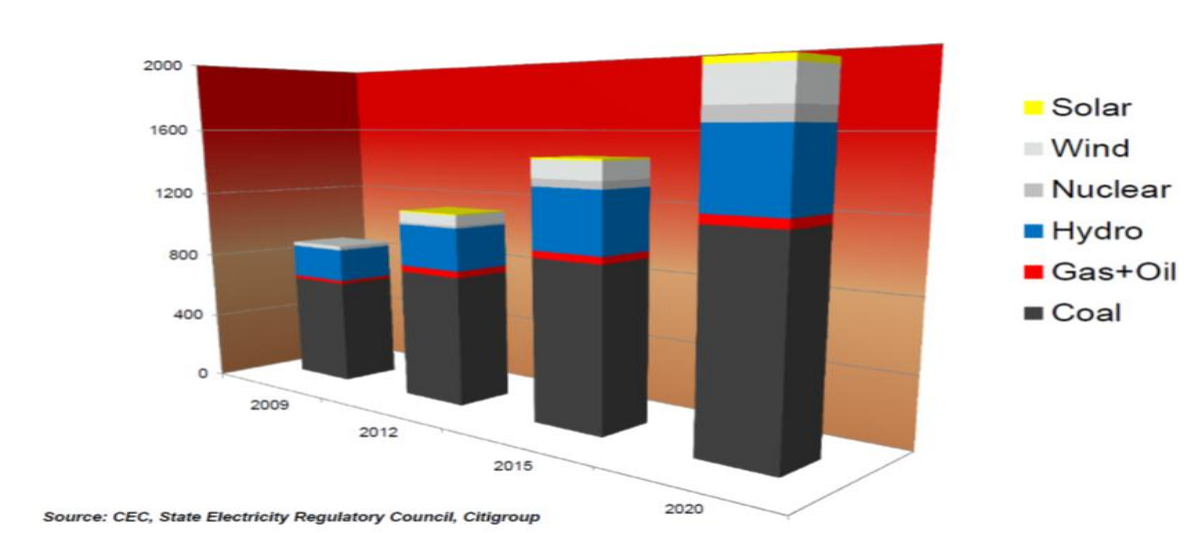
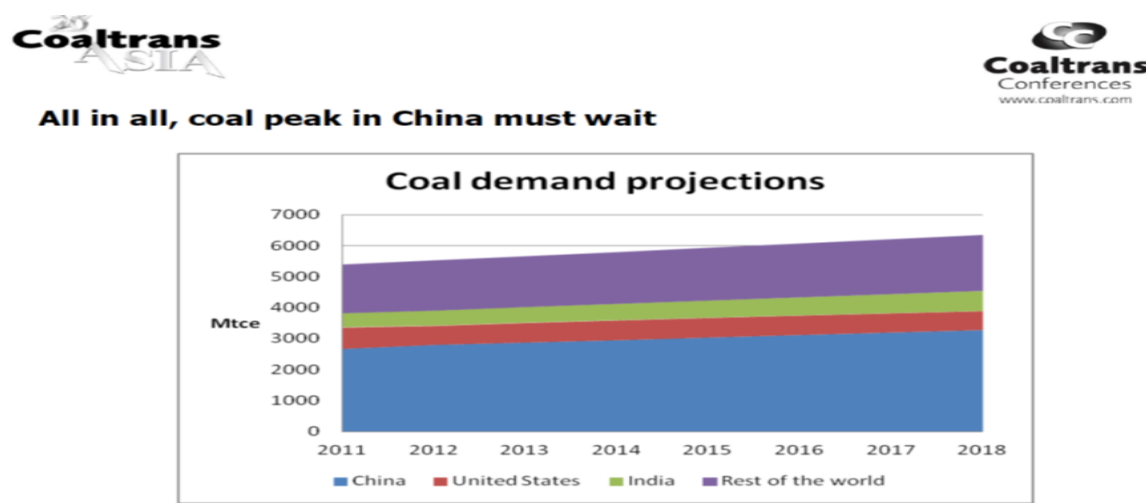


圖 16:2011-2018 中國大陸煤炭需求預測



未來 5 年中國大陸煤炭需將緩步成長，但仍須關注下列因素之後續發展對燃煤需求成長的影響，茲分述如下：

(1)煤化工產業 (Coal Conversion)

中國大陸煤炭資源豐富，發展煤化工產業有助強化能源自主，提升國家能源供應安全，促進煤炭產業結構的調整，且煤化工生產的燃料(如採 Coal-to-Gas 技術所生產之合成氣體 syngas)對環境污染的程度較低，近年來中國大陸政府已核准許多煤化工的專案計畫與基礎建設，但目前技術的不確定性及對煤化工生產過程對環境的損害(如耗用大量水資源)，致煤化工產業前景仍須密切觀察。

但 IEA 仍對煤化工產業對煤炭需求的成長抱持較為樂觀的看法，以沉睡的巨人(Sleeping Giant)形容其對中國大陸煤炭需求成長的潛力，此外，煤化工生產的 Syngas 或液態燃料亦很可能抑制其他化石燃料如天然氣之需求。

(2)節能減碳政策

中國大陸能源供應以煤炭為主，能源供應近 7 成來自火力發電，當中 85%來自煤炭。為達到承諾的減碳目標，在十二-五計畫中，能源消費總量目標為 2015 年 GDP 能耗率(Energy intensity of GDP)較 2010 年下降 16%(計算基礎之 GDP 年成長率為 8.5%)。按 2010 年能源消耗總量為 32.5 億公噸標準煤(能量單位)，和 2015 年總量目標為 41 億公噸標準煤，預估 2015 年能源消耗量仍有約 8.5~9.5 億噸標準煤的成長空間。因此，在其他能源如再生能源與核能短中期無法完全替代煤炭下，煤炭需求仍將持續成長。然而，此因素對煤炭需求的影響的程度將受中國大陸經濟成長幅度(目前經濟成長率已下修至 7.5%)、經濟結構中低耗能產業占比的變化(服務業比重提高，減少高耗能產業比重)、能源使用效率提高等因素影響。

(3)能源供應多樣化

a.煤化工產業(如前述)

b.積極發展再生能源與核能發電

為健全整體發電結構不過度倚賴煤炭，抑制煤炭造成對環境的污染，中國大陸政府持續發展再生能源(主要為風力發電)及核能發電等低碳能源。

於 2013 年，風力發電量較前年成長了 35%，達到 135TWH，風力發電裝置容量為僅次於煤炭與水力的發電來源，並已超越美國及德國達 91.4GW，占全世界風力機組裝置容量的 29%，未來仍將持續發展風力發電，逐步提高其發電比重，目標於 2020 年以前能取代近 20% 的化石燃料發電，但由於再生能源發電就發電時數與穩定性而言都沒有火力燃煤發電來得高，在大量電能儲存設備及移轉的技術仍待突破的限制下，短期內煤炭仍為國內主要能源供應來源。

此外，由於核能電廠建廠時程長及核准程序較為嚴格，目前發電量仍小於風力發電量，預估要到 2015 年底其發電量始超過風力發電量。

3. 研討會最後以 Q&A 的方式進行投票及討論，針對中國大陸與印度煤炭需求展望進行統計與討論，茲整理如下:

- (1)有 50%的與會代表人認為中長期中國大陸燃煤進口需求仍將因用煤需求成長而持續增加，50%認為未來煤炭進口需求將因國內煤供給增加而開始減少。
- (2)84.8%認為中長期印度燃煤需求持續成長。
- (3)35%認為印度新政府的經濟改革需長時間的扎根，到 2025 年之後印度始超越中國大陸成為全球進口量最大的國家，另 27.5%認為到 2019 年，中國大陸致力於天然氣、核能發電與再生能源的發展以及經濟成長減速的情況下，抑制燃煤需求長，而印度新經濟政策的刺激下，2019 年燃煤進口量即超越中國大陸。
- (4)66.7%認為若 2014 年中國大陸 2014 年燃煤進口量成長減緩，將嚴重影響 3900GAR 低熱值煤的貿易量。
- (5)100%認為未來煤炭仍為中國大陸能源供應之主流，其中 40%認為將面臨來自再生能源及核能的威脅，33.3%

認為燃煤電廠將往西部發展。

- (6)有關中國大陸向俄羅斯購買 4000 億美元的 LNG 採購合約，有 59.3%認為此交易主要基於政治考量，相信燃煤進口在未來經濟持續擴張仍是必要的，另有 22.2%認為中國大陸此舉主要著眼於空氣污染的防治，期以較潔淨的天然氣發電能替代燃煤發電。

另依據講者之一的 Anthony Yuen, Global Energy Strategist Director of Citi Research 所提出的觀點，此交易可解決位於俄羅斯東部較為分散且較不具經濟效益的天然氣開發計畫所面臨的難題。

- (7)有關中國大陸與印度燃煤需求間的不同，57%認為印度主要係國內無法提供所需之燃煤數量，而中國大陸之需求係季節性且以套利為交易基礎。

- (8)長期來看，若中國大陸與印度燃煤進口需求持續成長，有 43.2%認為印尼為主要供應國(透過現有礦區的產能擴張)，有 32.4%認為將由其他國家如莫三鼻克及南非供應。另 24.3%與會者認為將由澳洲 Galilee 及 Surat 煤田供應。

三、印尼煤炭最新政策發展

印尼煤炭資源豐富，依據 2014 年印尼地質署調查統計，煤炭總資源量達 1613 億公噸，可採蘊藏量約 313 億公噸，約占全球 3%，其中煙煤占 14%，亞煙煤占 66%，褐煤占 20%(如圖 17)，此外，煤炭資源主要分布於南蘇門答臘與東加里曼丹地區，並以亞煙煤及褐煤為主(圖 18)，煙煤主要分布於加里曼丹地區。

圖 17:印尼煤炭資運量與蘊藏量

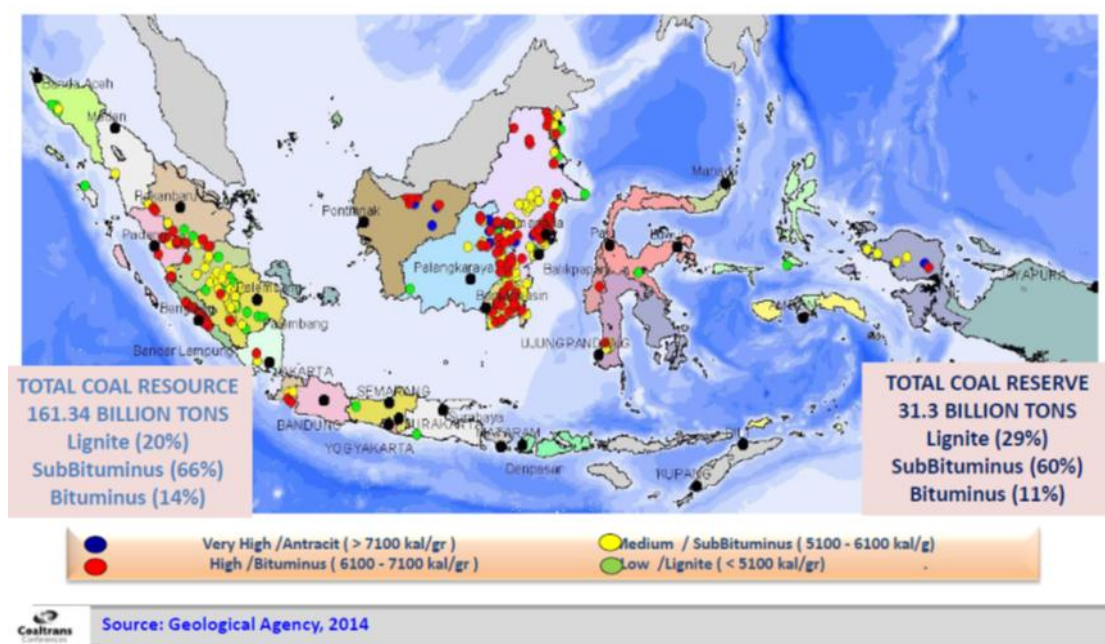
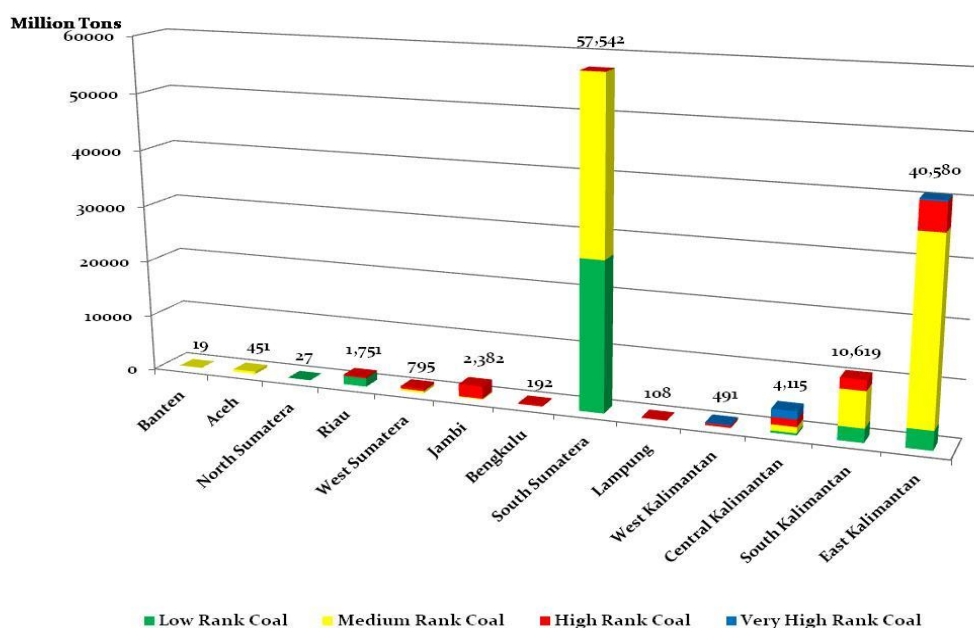
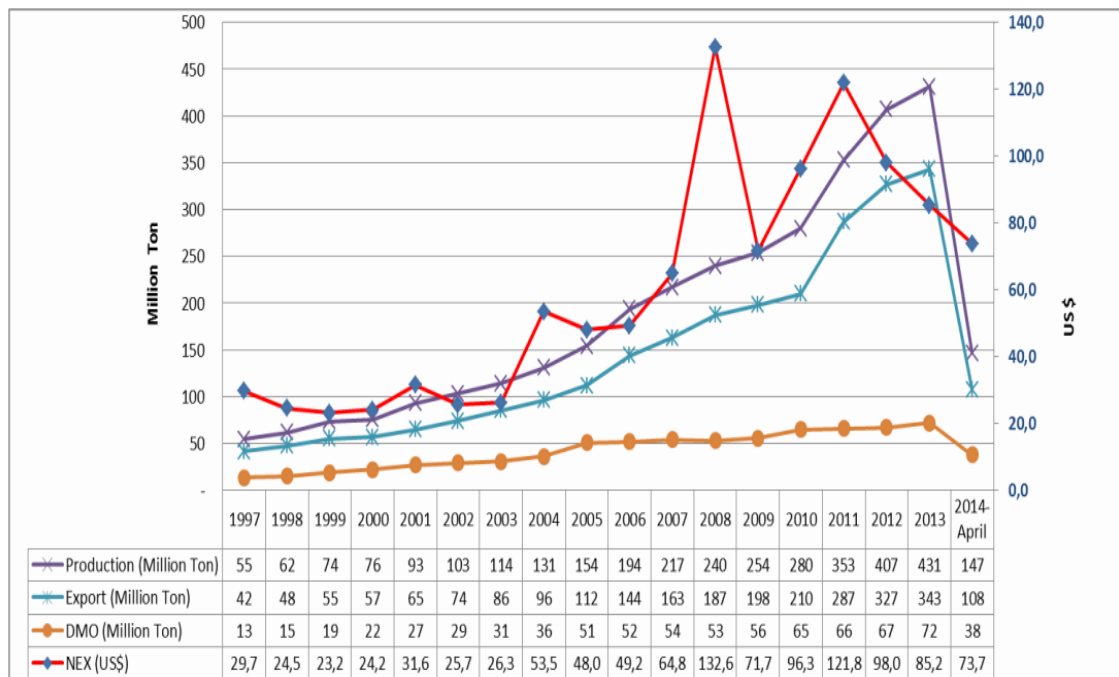


圖 18:印尼煤炭資源分布



由圖 19 可知，印尼煤產量增加快速，自 2010 年約 2.8 億公噸，到 2013 年成長至 4.31 億公噸，近 54% 的成長率，同時期出口量由 2.1 億公噸成長至 3.43 億公噸，成長了 63%，已是全世界最大煤炭出口國，主要出口至中國大陸、印度、南韓、台灣及日本等亞洲國家，值得一提的是，大部分東南亞國家新燃煤機組均以印尼煤作為設計依據。

圖 19:1997-2014 印尼煤炭產量、出口量及 DMO



就需求面而言(圖 20)，國內煤炭需求量成長相對緩慢，自 2010 年約 6500 萬公噸，至 2013 年增加至約 7300 萬公噸，約 10% 的成長，預估今 2014 年國內煤炭用量將增加至 7,600 萬公噸，依據印尼國營電力公司 PLN 預測(如圖 21)，預估未來 2019 年以前能源消耗及電力需求將分別以 7.1% 及 9.4% 的高速成長(圖 23)，因此，預估未來國內煤炭需求將穩定成長，煤炭需求將自 2014 年約 7,600 萬公噸成長至 2019 年約 1.2 億公噸，並於 2022 年達 1.5 億公噸(2022 年印尼燃煤機組裝置容量占比將高達 66%)。

圖 20:2008-2035 印尼煤炭需求量與出口量

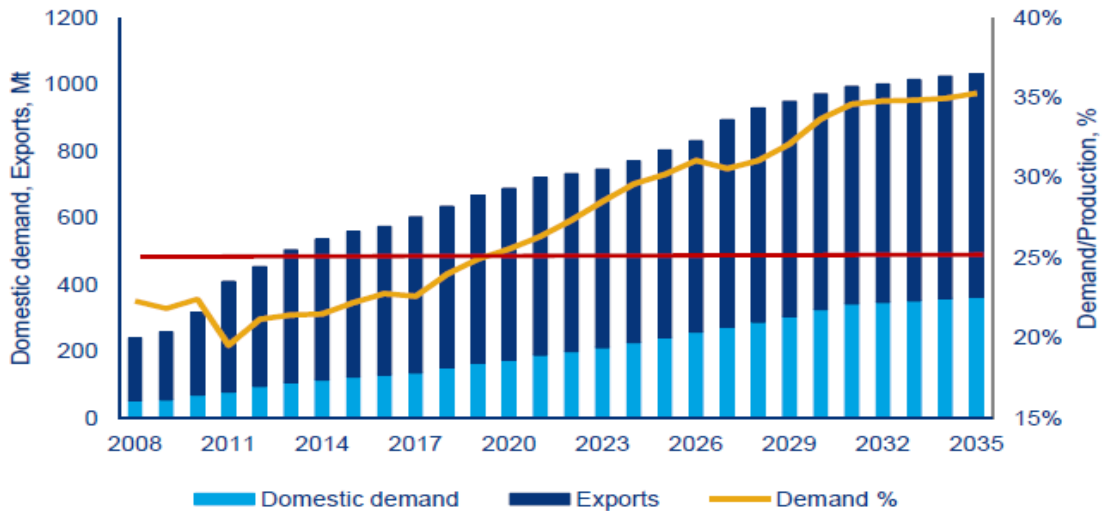
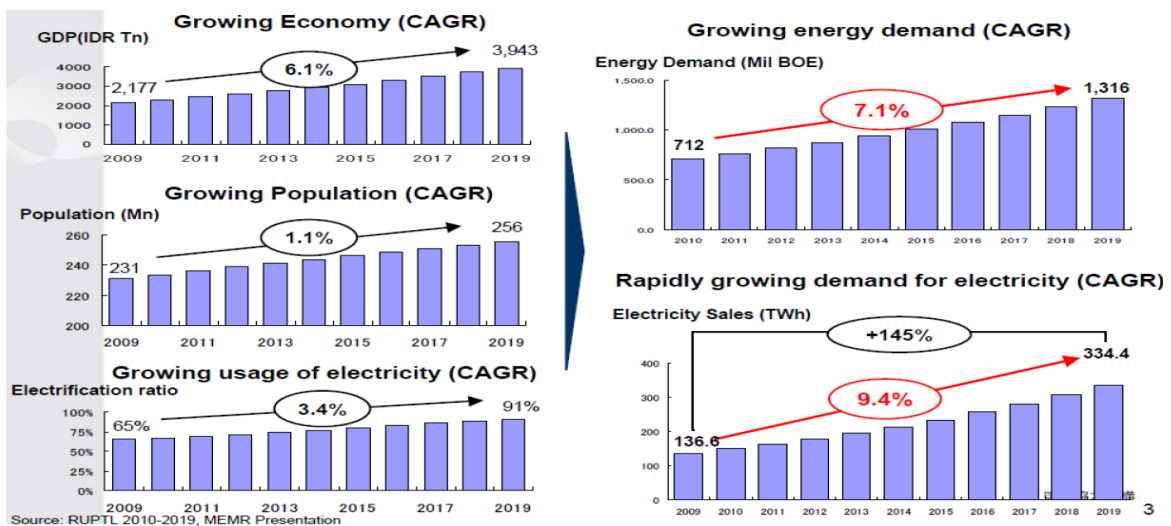


圖 21:2009-2019 印尼能源需求及電力需求預測



未來新建燃煤電廠將以低品級煤煤質為設計基礎

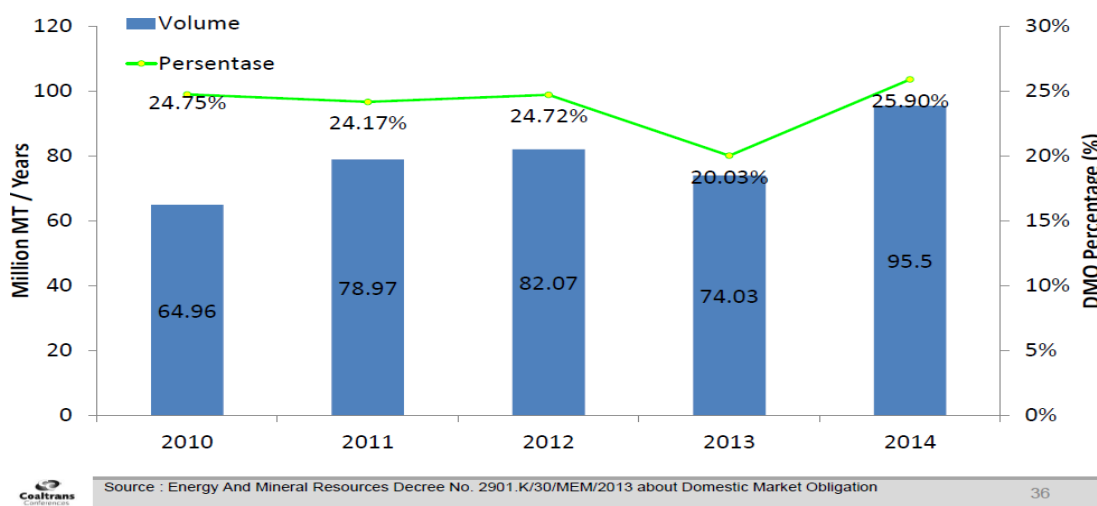
由於印尼有煤炭資源豐富的優勢，可作為低成本之電力供應來源，低廉與穩定的電力供應為經濟成長重要的條件之一，然而，如同 J-Power 講者所言，煤炭的使用必須同時兼顧二氧化碳及溫室氣體排放控制的挑戰，由於印尼煤炭資源低品級煤約占 66%，在兼顧機組效率與物染物排放的承諾下，未來燃煤電廠必須採用淨煤科技 (CCT, Clean Coal Technology)，印尼政府在其可行性報告作出結論：未來新建燃煤機組須採用 USC 技術或 IGCC(預期未來建造成本下降)等

技術，適合燃用較低灰融點之低品級煤質，除可充分利用國內豐富之煤炭資源，亦可減少二氧化碳之排放。

國內煤炭銷售義務(Domestic Market Obligation, DMO)

依據印尼礦物與煤炭法，印尼中央政府與國會可限制產量或出口，以確保國家利益。近幾年來，印尼煤炭出口占整體產量約皆於在 70~80%，在國內用煤需求增加(主要電力及水泥業之用煤需求)及能源供應安全的考量下，自 2010 年開始，國內煤炭總產量須有一定比例銷往國內市場，再將內銷配額目標依據各礦商產量設定各廠商之內銷比例，以確保國內的煤炭供應充足，且內銷售價格係依據政府每月公布的基準價格為主。2010~2014 年之 DMO 比例(依序為 24.75%、24.17%、24.72%、20.03%、25.9%(預估值))與內銷量如下圖。

圖 22: 2010-2014 國內煤炭銷售義務與占比



然而，印尼最大電力公司 PLN(亦為印尼煤炭最大買家)認為燃煤供應同時兼顧數量與品質，力求適量適質，才能有效滿足電廠需求，建議政府 DMO 政策訂定除訂定數量標準來限制生產商國內銷售數量以確保供應無虞外，也應一併考量電廠對燃煤品質(例如熱值)的需求來訂定數量標準。

此外，過去當某一生產商內銷數量超過其所分配之 DMO 配額時，在政府的核准的情形下，可將超過的數量轉賣給未能履行 DMO 配額義務之生產商，即所謂之配額轉讓(Transfer of Quota)，以總量而言，仍可達成優先滿足國內煤炭需求之政策目的。但於 2015 年之後，DMO 將更為嚴格，於 2015 年將禁止 DMO 轉讓。此外，為強化 DMO 政策內涵與範圍，DMO 除確保國內用煤需求及能源供應安全外，DMO 之政策內涵亦須包含 1.建立 DMO 規劃制度；2.避免煤炭資源不足；3.因應煤炭資源不足之緊急行動計畫

取消調高礦權稅率

印尼政府今年原計畫調高 IUP(地方政府核發之採礦許可)生產商之礦權稅稅率，由目前淨銷售額的 3%~7%提高至與 CoW(煤礦工作合約)相同之 13.5%(另兩類採礦許可 CoW 及 PKP2B，係於 2009 年新礦業法施行前，由中央政府所核發，其礦權稅稅率均已為 13.5%)，其目的在使所有生產商都能適用相同的礦權稅稅率，並增加政府收入。

由於今年煤價仍持續走跌，未來煤價反彈機會不大，若此時貿然推行此措施，廠商生產成本增加，獲利減少，反而可能減少政府整體稅收，故今年暫取消調高礦權稅率，但未來將持續檢討整個礦權稅率制度，從開礦型態(如露天開採或地下開採)、產量高低以及煤價設計合宜的礦權稅率，印尼煤炭協會表示，印尼政府可能於煤價回復到每公噸 100 美元時調高礦權稅率。

非法採礦之因應措施

印尼政府在煤炭出口量的統計上每年約有 5000~6000 萬公噸的出入，除各單位(如能礦局、統計局及海關)因不同資料統計系統所導致的差距外，另一項原因有可能為非法採礦所導致，印尼礦業協會統計 2013 年非法採礦之數量約有 5,600 萬公噸，約占總產量的 13%，這些非法煤商並未繳納權利金與相關稅

賦，會中煤商代表建議府應積極解決非法採礦的問題，將有助於舒緩目前市場供過於求的情況，對煤價應有正面助益。

為解決這方面的問題，目前印尼政府除加強政府各相關單位間的協調溝通機制外，亦致力於：

(1)設立煤炭出口專用碼頭(如圖 24)

圖 23:印尼政府規劃之煤炭出口專用碼頭

5.1. COAL MAIN PORT FOR COAL EXPORT (PROPOSED LOCATION)



參考許多煤炭出口國如澳洲及南非均已採用煤炭出口碼頭設施，印尼政府計畫在加里曼丹及蘇門答臘新建煤炭出口專用碼頭，未來煤炭只能從這些碼頭出口，印尼政府將可直接掌握煤炭產量與出口數量，並作為課稅依據。但與會煤商代表則表示，印尼現存煤炭碼頭眾多，且政府並無法監管私人碼頭的營運，此外，碼頭興建投資金額龐大，是否符合效益仍有待商確，故認為此方案之取締效果仍持保留態度。

(2)加強文件審核機制

據最新市場報導，印尼政府宣布自今年 9 月 1 日起，煤商須持有貿易部核發之特殊執照方可出口，且依據新規定，所有煤貨經由政府指定之公證公司核實產地資料後才可裝船，出

口煤商也應提交完稅證明才能將煤炭出口。

(3)須於出口前繳納權利金

(4)利用 MOMI(產量與出口量管理資訊系統)進行監督管理

四、 亞太燃煤市場現況研討摘要

研討會名稱雖為 Indonesia's Coal Suppliers, 但所討論之問題多涉及持續低迷之市場價格等相關議題進行討論, 彼此交換不同的市場觀點, 會議以先投票後討論的方式進行, 討論過程生動有趣, 茲將會中重要議題之投票結果與研討內容摘述如下:

- (一)首先, 目前煤價使否已觸底, 大多數(81.4%)認為煤價仍未觸底, 其中 40.2%認為因為煤商仍持續增產以降低其邊際成本, 故煤價目前仍未觸底, 另有 41.2%認為短期仍有下降空間, 但已相當接近底部, 長期而言, 由於低迷的價格虧損嚴重的廠商因無法生存而退出市場, 另亦將迫使產商減產, 供給過剩的情形講可獲得改善, 因此價格進一步下跌機率不高。此外, 有 15%認為中國大陸將於冬季用煤需求高峰來臨前進場採購, 煤價將會上揚。
- (二)在目前煤價低迷之際, 有 34.7%的人認為煤商仍有小部分成本降低的空間, 另有高達 25.3%認為煤商並未誠實說明其生產成本, 仍然持續增產, 並降價求售。
- (三)有關印尼煤商是否需持續關注澳洲 take-or-pay 合約對市場價格的影響, 有 43.4%認為這是造成目前亞太燃煤市場價格低迷的主要原因之一。由於 take-or-pay 合約屬煤商之固定成本, 無論生產與否皆須支付, 因此, 即使目前市場價格低迷, 廠商虧損嚴重, 但廠商仍選擇生產以減少虧損, 並且可產生資金以支應利息, 進而使市場供過於求的情況惡化。

本次會議另與煤炭經銷商會面, 交換對目前燃煤市場之看

法，茲整理如下：

- (一)煤炭持續下跌機率極大，尤其澳洲 take-or-pay 契約及澳幣貶值仍對價格帶來不利的影響，鑒於目前價格已相當接近廠商生產成本，相信 USD65/Mt 是最低的價格了(hard floor)。
- (二)中國大陸國內煤價為另一項須密切觀察的因素，目前市場價格低迷的原因之一即其內銷煤價連續調降，致不斷壓縮進口煤的價格，而業界普遍認為其內銷價格由神華公司所調控，非常難以預測，但可確定的是進口量仍將連年成長。
- (三)儘管目前市場價格低迷，但印尼煤炭供應量目前看來仍將持續增加。印尼政府雖然設定產量目標以提高煤價，重新調整 DMO 結構，期能降低煤炭出口量。但對印尼政府政策執行效果仍持保留態度，轉而期待市場機制的自動調節，希望價格能導引產量回復到合理的水準。
- (四)相信目前印尼煤商成本仍有下降的空間，但非常有限，以 Bayan Resource 公司為例，透過其提高燃料的使用效率，還有 1~2 美元/公噸的空間。

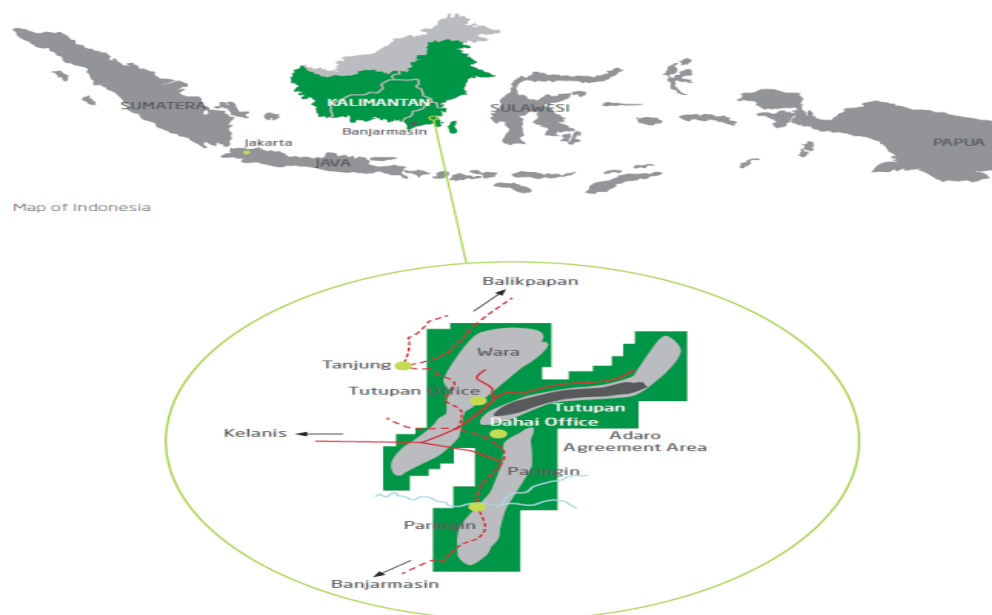
五、赴 Adaro 礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況。

台電公司 102 年燃煤進口量為約 2,546 萬公噸，印尼煤約占 67%，為本公司最主要煤源國，其中 PT Adaro Indonesia 公司(以下簡稱 Adaro 公司)為最重要之低灰特低硫亞煙煤供應廠商之一，今 103 年與本公司尚有 2 個定期契約，名目供應量合計 100 萬公噸，由於低灰特低硫亞煙煤具有調節灰量、控制氮氧化物及硫氧化物之排放及因應 FGD、SSC 故障時之必配煤質，在環保法規趨嚴的趨勢下，堪稱電廠的救命煤。藉本次參加第 20 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議後，赴 Adaro 礦區及駁船裝貨點，瞭解產銷營運及交貨狀況，供日後辦理燃煤採購作業之參考。

(一) Adaro 公司簡介

Adaro 公司為 Adaro Energy Tbk(AE)集團所成立之全屬子公司，貢獻母公司 85%的營收，於 1991 年設立並於 1992 年正式商轉營運，目前母公司 AE 的煤炭生產銷售均來自於 Adaro 公司的三個礦區—Tutupan、Wara、Paringin(如圖 25)，其位於印尼南加里曼丹省省會 Banjarmasin 東北方約 200 公里 Tabalong 及 Balangan 兩個行政區，依據 JORC2012 標準，AI 礦區蘊藏資源量(Resources)為 49.3 億公噸，煤炭蘊藏量(Reserves)為 9 億公噸(不含 South Paringin 及 Wara II)。

圖 25:Adaro 公司礦區地理位置圖



Adaro 公司產量逐年穩定成長，近 10 年來(2003-2013)產量年均成長率約為 9%，自 2003 年約 2,300 萬公噸增加至 2013 年達 5,230 萬公噸，且較 2012 年的 4740 萬公噸成長了約 10%(近 3 年銷售狀況如表 4)，由於其位於 Kelanis 駁船裝煤碼頭已於 2013 年於完成第 1 階段擴充，駁船裝煤率可達每小時 8500 公噸，每年約 6000 萬公噸的裝煤量(第 2 階段將於 2014 年完成，每年裝煤量提升至 7000 萬公噸)，預計於今 2014 年產量能達到 5400~5600 萬公噸之目標，其主要買家依序為印尼、印度、日本、中國大陸、西班牙、香港、馬來西亞及香港等國家，主要供應電廠燃用。

表 4: Adaro 公司近 3 年銷售量

Coal Sales 2013		2013	2012	2011
Volume (Mt)				
E5000 (Tutupan + Paringin)		34.09	37.70	41.69
E4700		8.43	-	-
E4500		-	1.95	-
E4000 (Wara)		9.64	7.76	5.48
Subtotal		52.16	47.41	47.17

Adaro 所產煤炭屬低灰特低硫亞煙煤之品質，其所銷售之燃煤典型煤質如表 5，熱值介於 4000~5,000 Kcal/Kg GAR，但灰份僅 2.5~3%、硫份介於 0.1~0.2%，故業界亦稱為「環保煤」，其中 E5000 主要來自於 Tutupan 礦區及少部分來自 Paringin 礦區，E4000 則來自 Wara 礦區。此外，去年第 4 季新增 E4900 的品項(熱值 4900Kcal/Kg GAR，硫分約 0.15%，灰分約 2.5%)，主要來自 Tutupan 礦區的北方，主用供應中國大陸、印度、香港、台灣及泰國。

表五:Adaro 煤礦典型煤質一覽表

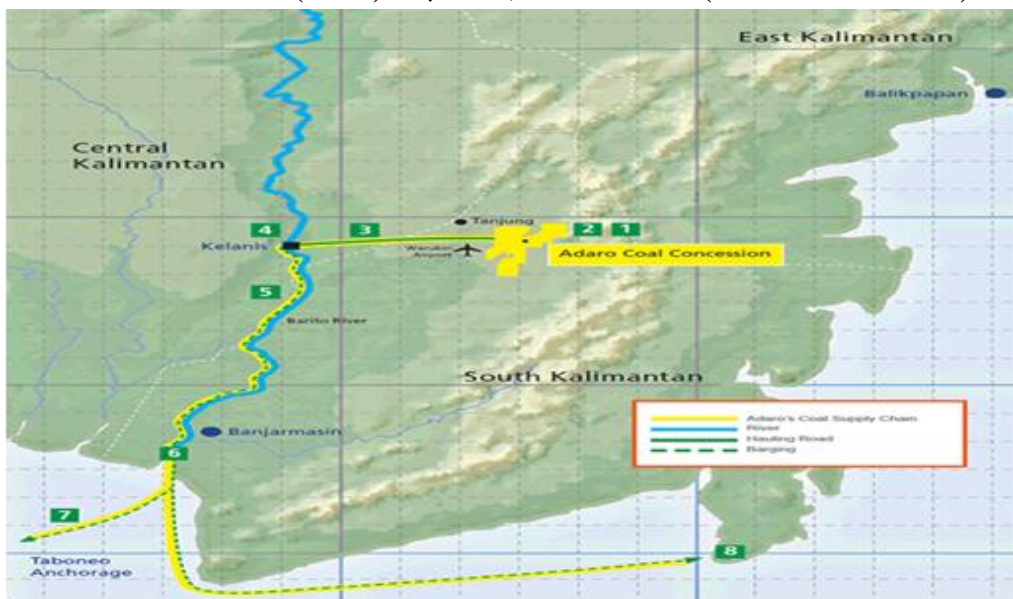
Our Typical Coal Quality

	E4000	E4700	E5000
Moisture (ARB - %)	40*	30*	26
Ash (ADB - %)	3	3	2.5
Total Sulphur (ADB - %)	0.2	0.15	0.1
Volatile Matter (ADB - %)	41	41	43
Fixed Carbon (ADB - %)	36	38	40
CV (GAR - kcal/kg)	4,000	4,700	5,000
CV (NAR - kcal/kg)	3,620	4,363	4,668
HGI	61	47	46
Nitrogen (DAF - %)	0.9	1	0.9
AFT Red - Deformation (°C)	1,150	1,150	1,150

*Can be 1-2% higher during wet season

Adaro 煤炭運輸與裝貨概況

- 1.煤由 Tutupan、Wara 及 Paringin 採礦區開採
- 2.透過卡車運至約 75 公里(此道路 Adaro 公司專屬運煤公路) 外之 Kelanis 駁船裝煤碼頭，並於出貨前依不同煤層分堆 管理，依客戶需求之粒度進行碎煤
- 3.駁船經 Barito 河運至 Taboneo 海上煤輪裝煤站(採 Floating Crane 設備)出口，或利用駁船運至印尼 Java 島供應國內 客戶，或利用駁船運至位於 Pulau Laut 島南端之 Indonesia Bulk Terminal(IBT) 裝煤出口 (約占 5%)。



(二)參訪後感想

1. 參訪行程第一站赴 Kelanis 駁船裝貨營運基地，前往途中行經 Adaro 的專屬公路，運煤卡車於接近 Kelanis 卸煤區之道路旁井然有序地依分堆指示等候進場卸煤。進入廠區後，在 Adaro 公司行銷經理及營運辦公室主任的陪同下，參觀原煤堆煤區、廢水處理區、廢土處置區、駁船碼頭等設施，整個運作流程顯與作業情形得順暢，徹底落實了 Adaro 公司目前強調效率營運與安全優先的營運政策。其中讓我印象深刻的是，營運辦公室前的廣場左側設置一個約近 2 層樓的大看板，列示著 Adaro 公司目前所面臨的優勢、劣勢、及機會及威脅-即 SWOT 分析，讓員工了解公司所面臨的挑戰與自身的優勢，在執行工作任務時有明確的方向感與使命感。
2. 過去 Adaro 公司供應之環保煤主要熱值 5000Kcal/Kg 以上的煤質，主要來自 Tutupan 礦區，但觀察自 2011 年以來 E5000 銷售量逐年下降，主要是該礦區可開採量逐漸枯竭，目前本公司與 Adaro 公司的兩個合約每年約 100 萬公噸的契約供應量，行銷經理表示，目前 E5000 的產量逐年減少，但與台電公司合約到期前仍有足夠量供應本公司。由於低灰特低硫亞煙煤煤源相當稀少，目前只有 Adaro 與 Kideco 兩家，且煤源均來自印尼，且其熱值均有逐年下降之趨勢，為因應此趨勢，本公司已將環保煤採購規範降至 4,800Kcal/Kg GAR min.，以確保環保煤供應無虞。

肆、結論、建議與心得

- 一、未來，煤炭需求仍持續集中於亞洲地區(於 2035 年達到 76.4%)
——主要集中於中國大陸與印度，且仍為亞洲地區能源供應的主要來源，燃煤發電亦將持續扮演基載電力的角色。為實現煤炭能成為未來能源主要供應來源，亞洲地區國家在因應氣候變遷等相關議題更將責無旁貸，須承擔較以往更為重大的責任，未來須輔以淨煤技術，煤炭才有可能成為永續的資源，以發電業為例，淨煤科技(如 CCS 或 IGCC)攸關燃煤發電未來發展的重要關鍵之一。

福島核災之後，日本電力公司因彌補核能電力缺口而以天然氣替代發電，致虧損嚴重，故今 2014 年已有 5 家 JPU 提出了燃煤電廠興建計畫，期改善財務狀況，達成減少對核能依賴的長遠政策目標，預估燃煤進口需求將逐年緩步增加，惟如前所述，未來燃煤機組的興建必須符合二氧化碳及溫室氣體排放的承諾，須有效控制污染物之排放，如引進淨煤技術或者透過國際間之交流與共同合作。

- 二、市場上對中國大陸與印度兩大經濟體未來燃煤需求展望存有許多不同的看法，若從經濟發展之基本面分析，人均用電量、人口成長的潛力及伴隨經濟發展之城鎮化與工業化，預期中國大陸與印度之經濟仍將持續擴張，持續推升煤炭需求，且由於煤炭之經濟性高且資源豐富，中國大陸與印度政府仍視煤炭為滿足能源需求的主要選項，至少短期之內仍難以被取代。

此外，燃煤海上貿易的蓬勃發展，亦降低煤炭資源相對較缺乏的國家發展燃煤發電的風險。預估 2030 年，亞洲地區燃煤需求將成長高達 2 倍，達將近 80 億公噸左右，相信目前市場供過於求的情況，在未來的幾年內應可逐漸趨緩。

今年以來，中國大陸煤炭國內價格持續滑落，導致國際市場價格亦同步走跌，展望未來，儘管中國大陸煤炭需求將持續成長，但仍須持續關注中國大陸煤化工業發展、節能減碳政策及能源多樣化之後續發展對未來煤炭需求成長力道之影響。

三、印尼為本公司最大煤源國，透過參與本次會議，對印尼政府煤炭政策之最新發展已有更深入的瞭解與掌握，首先，印尼具煤炭資源豐富的優勢，且低品級煤約占 66%，未來將興建更多的燃煤機組，以提供經濟成長所需之電力，且新建燃煤電廠將以低品級煤煤質為設計基礎，然如同前述，煤炭的使用必須兼顧機組效率與物染物排放承諾，燃煤電廠必須採用淨煤科技(CCT, Clean Coal Technology)，印尼政府在其可行性報告作出結論：未來新建燃煤機組須採用 USC 技術或 IGCC(預期未來建造成本下降)等技術，適合燃用較低灰融點之低品級煤質，除可充分利用國內豐富之煤炭資源，亦可減少二氧化碳之排放。

政府為提高煤價及確保國內能源供應安全，持續精進與改善國內煤炭銷售義務政策、取消國內礦權稅率及取締非法礦出口，然這些政策在煤商仍有不同建議下勢必存有變數，須持續關注其後續發展，並對本公司之燃煤採購方式所可能產生之衝擊，提早規劃因應。

四、中國大陸、印度、日本及 ASEAN 國家燃煤需求持續成長，在各國有效因應氣候變遷議題下，燃煤市場拉貨力道將逐年顯現，此外，目前印尼政府企圖控制產量與出口量以提升煤價以及各煤商採減產或延緩投資之遞延效果將逐步顯現，預期未來燃煤市場或將不若目前來得寬鬆。

近幾年本公司因應大林及林口電廠陸續除役，供應量在 102~104 年期間逐年減少，故部分新簽燃煤定期契約以一年期契約辦理以為過渡，未來 104-109 年長約占比將大幅減少(詳下表)。鑑於未來燃煤市場或將不若目前來的寬鬆，且新機組亦將陸續商轉，致本公司用煤量將逐年增加，建議於未來辦理新簽定期契約時，契約年限須以多年期為主預為因應，以確保燃煤供應安全目標。

年度	104	105	106	107	108	109
長約占比	69.9%	57%	38%	25%	10%	9%

五、職非常感謝處內長官之提攜與愛護，奉派參與本次煤炭產業盛會，本著多學、多聽、多看的態度來接觸市場，與業界專業人士進行經驗與意見交流，期間安排亦安排與定期契約供應商、經銷商及電力同業代表會談，並就燃煤市場現況與展望彼此交談意見，獲益許多，也藉此機會向現有及潛在定期契約供應商與經銷商說明本公司未來燃煤採購計劃，邀請它們能參與本公司燃煤採購標案，以提高標案競爭性，在會談與說明過程中，彼此交換意見與經驗分享，逐步建立長期友好之夥伴關係，以建立市場情報之來源，相信有助於日後推動燃煤採購業務。