

目錄

壹、 出國緣起與任務	1
貳、 出國行程	2
參、 工作內容	3
一、 新加坡能源市場管理局執行長 Mr. Lawrence Wong 演講內容紀要及回響.....	3
二、 Pertamina 公司在印尼天然氣價值鏈扮演主導角色.....	4
三、 泰國在 LNG 產業之發展企圖及成為 LNG 交易中心	7
四、 LNG 市場之動態發展及未來趨勢	9
五、 頁岩氣對全球天然氣市場之衝擊	12
六、 將澳洲 CBM 轉製成 LNG—其商機潛力有多大？對 LNG 買方之影響又如何？ ...	15
七、 從煤層氣轉製成 LNG.....	20
八、 LNG 價格變動對電力公司的影響	21
九、 區域性的挑戰及全球性的衝擊	25
十、 2010 年 LNG 現貨價格—過去及未來展望	31
十一、 其它簡報摘要	33
十二、 與相關業者意見交流.....	34
十三、 拜會新加坡 FACTS 能源顧問公司訪談紀要	35
肆、 心得及建議事項	36

壹、出國緣起與任務

本會議係由 Conference Connection Group 主辦，於 99 年 2 月 9-10 日在新加坡召開，該公司致力於提供全球能源商務資訊，包括石油、天然氣和其他產業的國際會議，企業活動和專題研討會。

本會議共進行兩天，第一天上午先由新加坡能源市場管理局執行長進行專題演講揭開大會序幕，接著就全球/區域性 LNG 市場未來走向，以及亞太地區 LNG 供需展望及買方之觀點兩大議題進行研討，第二天議題除接續第一天亞太地區 LNG 供需展望及買方之觀點外，另就何處為太平洋盆地新天然氣供應來源、中東地區 LNG 供應亞洲市場氣價計算方式、LNG 產業之最新發展等三大主題進行探討。

本次會議除邀請新加坡能源市場管理局執行長發表專題演講外，會議議題涵蓋 LNG 市場面及技術面，內容包括全球及區域性 LNG 市場的挑戰及衝擊、亞太地區未來 LNG 交易中心(新加坡、泰國及印尼)之發展、變動的 LNG 市場及未來趨勢、LNG 市場演變及價格變動對電力事業的影響，以及非傳統天然氣(shale gas, coal seam gas 及 tight gas)對天然氣市場帶來的衝擊等。

本公司已向中油公司承諾自民國 103 年起至民國 119 年止每年採購 600 萬公噸天然氣，惟因自 97 年下半年起因受全球金融風暴影響，導致全球經濟衰退，致使本公司電力負載需求亦呈負成長，導致 98 年度用氣量由原承諾量 547 萬公噸大幅下修至實際用氣量 459 萬公噸。

受國內經濟向上反轉影響，本公司 99 年度用氣需求量已由原先承諾中油之 494 萬公噸提升至 595 萬公噸，故 99 年須額外增購約 101 萬公噸，已洽請中油以調整船期及(或)至國際市場採購配合供應。此外，目前本公司與中油正就大潭電廠供氣合約氣價公式重議進行協商中，故須充分蒐集各方長約重議及新約簽訂之最新價格訊息。基於上述考量，職於會後順道拜會分公司設於新加坡之 FACTS 能源顧問公司，就亞太地區 LNG 換貨(swap)市場、供需現況、全球經濟復甦後對天然氣短、中、長期市場之需求影響、未來長約簽訂及近期合約重議之最新發展等議題交換意見。

貳、出國行程

- 99.2.8—99.2.8 往程（台北—新加坡）
- 99.2.9—99.2.10 出席 2010 年亞洲市場液化天然氣供應會議(5th LNG Supplies for Asian Markets 2010)。
- 99.2.11—99.2.11 拜會新加坡 FACTS 能源顧問公司，就亞太地區 LNG 換貨市場、供需現況及全球經濟復甦後對天然氣短、中、長期市場之需求影響等議題交換意見。
- 99.2.12—99.2.12 返程（新加坡—台北）

參、工作內容

本次由 Conference Connection Group 主辦之 2010 年亞洲市場液化天然氣供應會議，議題涵蓋 LNG 市場面及技術面，內容包括全球及區域性 LNG 市場的挑戰及衝擊、亞太地區未來 LNG 交易中心(新加坡、泰國及印尼)之發展、變動的 LNG 市場及未來趨勢、LNG 市場演變及價格變動對電力事業的影響，以及非傳統天然氣(shale gas, coal seam gas and tight gas)對天然氣市場帶來的衝擊等，茲就主要議題內容摘錄如下：

一、新加坡能源市場管理局執行長 Mr. Lawrence Wong 演講內容紀要及回響

- (一) 亞洲目前 LNG 進口量佔全球 LNG 進口量 2/3，此比重未來還會增加，以因應亞洲日益增長之需求。亞洲天然氣生產設施逐日擴充，除馬來西亞及印尼為全球頂尖之生產商外，澳洲亦將成為僅次於卡達之全球第二大 LNG 生產商。
- (二) 2008 年新加坡天然氣使用量為 82.7 億立方公尺(約 600 萬公噸)，全需仰賴印尼及馬來西亞以管輸方式進口。為增加供應來源多元化，確保不過度依賴少數供應國，新加坡政府於 2006 年才決定進口 LNG 並規劃興建 LNG 接收站，透過國際標方式尋求單一之聚合氣源商(agggregator)提供獨佔之 LNG 進口及營運業務。該標案最終由 BG 公司得標，預計可於 2013 年竣工，該接收站之營運量為 3 百萬公噸/年，擁有 2 個 180,000 公秉(約 8 萬公噸)的儲槽，未來計畫擴建為 6 個儲槽，另興建可停泊 Q-max 級天然氣船的碼頭，積極增建 LNG 相關基礎設施為主要執行方針。政府為保障 LNG 使用量於 2007 年 6 月新加坡提供貿易商稅率協議，未來 10 年貿易商之 LNG 交易所得將可享折讓稅率，且限制於 2018 年以前發電業之燃氣發電僅能以 LNG 進口作為燃料，惟工業及家庭用氣並不受此限。
- (三) 鑒於亞太地區對發電用之 LNG 出現更多的現貨及運送需求，新加坡有感於該國雖非產油國卻得以藉著相關基礎建設及健全之交易體系，躋居亞洲油品交易中心，而展現複製此成功經驗之企圖心，規劃設立 LNG 交易中心。除滿足其國內需求外，也可提供區域內 LNG 實體交易及轉運之營運中心(LNG trading hub)，其目的是以扮演 LNG 樞紐碼頭或貿易商角色，進軍區域性 LNG 貿易市場，將 LNG 貨物、儲存、貿易與石油樞紐結合起來，發展出區域性油、氣供應樞紐中心，把供應方(如澳洲、印尼)與消耗大國(如印度、中國)串連起來，成為亞太 LNG 市場供應鏈的一環。不過此項企圖引起業界一笑置之，係因天然氣交易中須考量其輸、儲之 LNG BOG (Boil off Gas) 逸散現象、儲存容量擴充(一個儲槽僅供一條船卸收量)、儲存上的風險、低溫液態保存及運送時所耗費之成本與能源等問題均不像油品輸、儲那樣容易。職會後與 Wong 聊及此一目標之達成除需基礎建設外，更需有足夠之市場交易量，包括非實體交易以及市場價格機制之一致化、透明化，方才得竟其功。但新加坡認為其鄰近對 LNG 有需求的東北亞，與提供這類燃料的中東和澳洲國家相較，地理位置較優

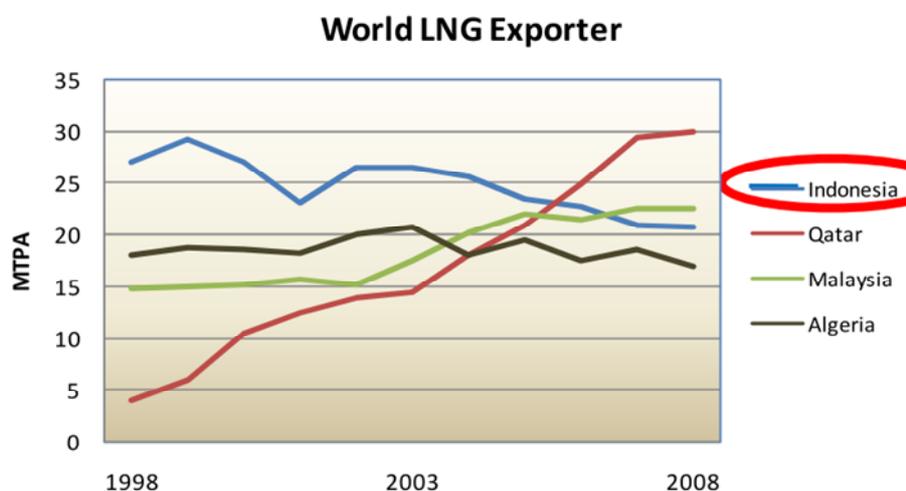
越，且針對日、韓等季節性需求變化有調節供應之彈性並藉此進行套利，將有相當大之競爭優勢。幾個大油氣商倒挺捧場，如 Gazprom、Cheveron 皆陸續於新加坡設立分公司，計劃將部分相關之 trading 業務從倫敦移至於此。目前同樣位於東南亞地區之泰國、印尼在此次會議中亦不約而同地表示規劃、爭取成為亞太地區 LNG 交易中心之企圖，此種套利企圖的行為，將對亞太地區現貨供需情勢及氣價有相當之衝擊，值得密切注意。

二、 Pertamina 公司在印尼天然氣價值鏈扮演主導角色

印尼 Pertamina 公司 LNG 行銷主管 Mr. Hari Karyuliarto 就本議題進行簡報如下：

(一)近年來印尼 LNG 出口量逐年減少，主要是為了先滿足國內市場天然氣需求，剩餘的產能以事先簽訂的長約及現貨市場銷售予他國，未來印尼天然氣事業之發展將考量下列要素：

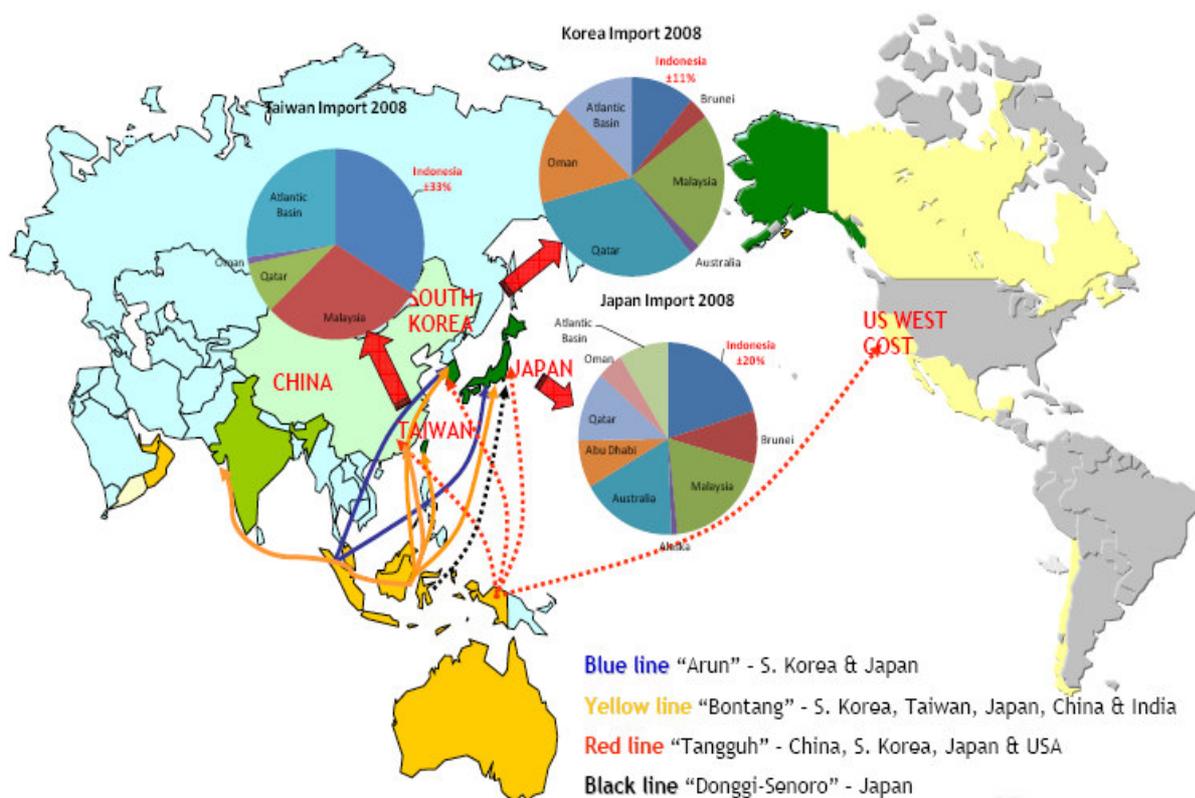
- 全球需求成長
- 供應自然耗竭
- 現貨市場交易增加
- 時間因素—季節性需求及新生產計畫投產時程
- 價格因素—亞太、歐洲、美洲三大天然氣市場價格不一
- 政治因素—產能優先滿足國內需求



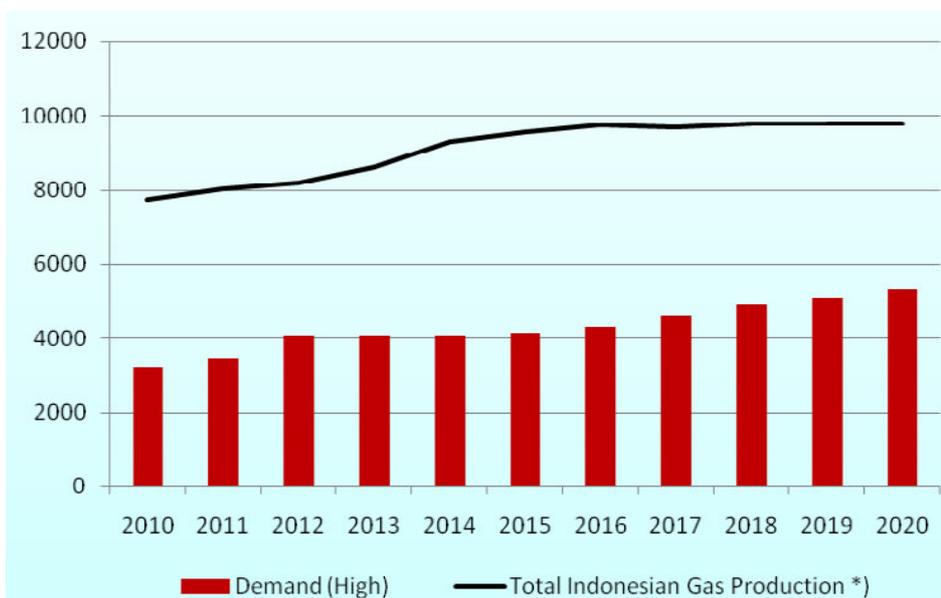
(二)目前印尼 4 個主要 LNG 生產廠供應市場如下表所示，亞太地區 LNG 三大進口國日本、南韓及台灣在 2008 年自印尼進口之 LNG 約分別佔其 LNG 進口量之 20%、11% 及 33%(如下圖所示)。

印尼 LNG 出口狀況	
LNG 處理廠	供應國家
Arun	南韓、日本
Bontang	南韓、台灣、日本、中國及印度
Tangguh	中國、南韓、日本及美國
Donggi-Senoro	日本

INDONESIAN LNG MARKET

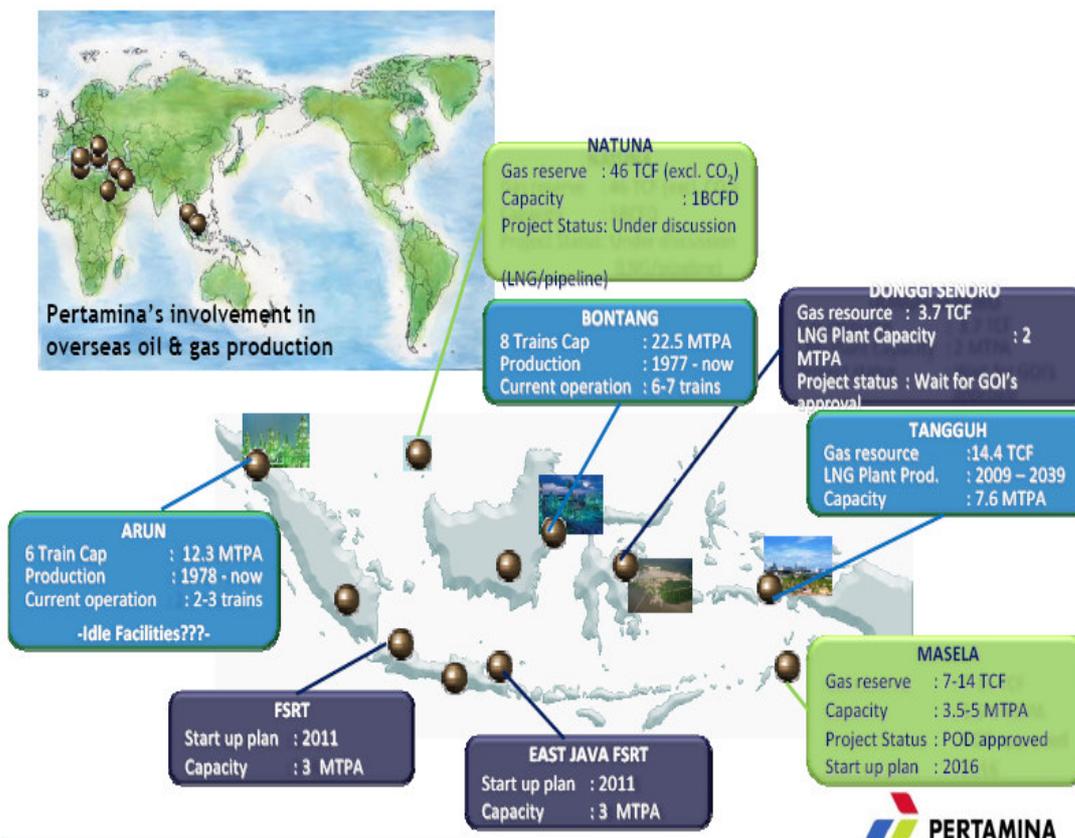


根據現有研究資料及假設印尼所有 LNG 生產天然氣計畫均能 100%如期投產，印尼仍將有過剩產量可供出口(如下圖所示)。



(三)印尼未來 NG 開發計畫：

下圖所示為印尼主要 LNG 供應商之生產線產能及生產現況，簡介如下：



1.離岸浮動式再氣化接收站(FSRT)－位於爪哇島西部及東部，蘇門達臘島北部。

- (1)Jakarta Bay－預計 2011 年投產，產能約每年 3 百萬公噸，供電廠使用。
- (2)爪哇島東部－產能約每年 1.5 百萬公噸。
- (3)蘇門答臘島北部－產能約每年 1.5 百萬公噸。

2.LNG 液化廠－Donggi Senoro 及 Natuna

(1)Donggi Senoro

- 因氣田蘊藏量較小，其饋氣量僅能供給小型 LNG 處理廠簽訂每年 2 百萬公噸，為期 15 年之合約。
- 供應出口部分為 335MMSCFD(約 7,035 公噸/日)，供給國內市場為 70MMSCFD(約 1,470 公噸/日)。
- 預計 2013 年第 4 季投產。

(2)Natuna

- 因 CO₂ 含量高達 70%，需使用先進的分離及處理 CO₂ 技術。
- 開發潛力
 - ✓ 經由管輸市場供應終端用戶。
 - ✓ 供應陸上 LNG 廠(經由 225 公里管線至 Natuna 島)。
 - ✓ 興建離岸浮動式 LNG 廠－開採之水深達 145 公尺。
- 為高投資金融及高風險，須尋找合作夥伴共同開發。

3.離岸浮動式液化廠(FLNG)－Masela-Abadi

- 日本 INPEX 將負責開發 FLNG，開採水深達 400-800 公尺之天然氣田，惟需克服技術問題。

- 建造輸送至陸上 LNG 處理廠的管線
- 分別興建到 Tanimbar 島及到 Aru 島，長達 150 公里及 600 公里之海管。

4. 閒置 LNG 廠產能之利用：

(1) Arun LNG 廠—由於饋氣供應量下降，使得目前 6 條生產線中僅有 2 條及 4 個儲槽中僅有 2 個仍在營運。目前計劃將閒置設備改建為 LNG 接收站、再氣化廠及衛星接收站，往後可供氣予化肥廠及發電廠，並朝成為 LNG 交易中心(Hub)努力，惟仍需克服天然氣液化廠、接收站、再氣化廠等不同型態營運模式之挑戰。

(2) Badak LNG 廠—因現有氣田已自然耗竭，須尋找額外的饋氣供應，以支撐該廠之正常營運，目前進展如下：

- 與雪佛龍(Chevron)合作開發水深 760-1800 公尺的深海天然氣田，蘊藏量為 2-4TCF(約 42-84 百萬公噸)，尖峰產速可達 1BCFD(約 21 萬公噸/日)。

- 與 Vico-BP 合作開發天然氣蘊藏量為 80.4TCF(約 1688.4 百萬公噸)之 Sanga-sanga Block 的煤層氣(CBM)。

—惟因現有氣源屬高熱值氣，而新增氣源屬低熱值氣，營運模式上須加以調整。

(四) 結論：

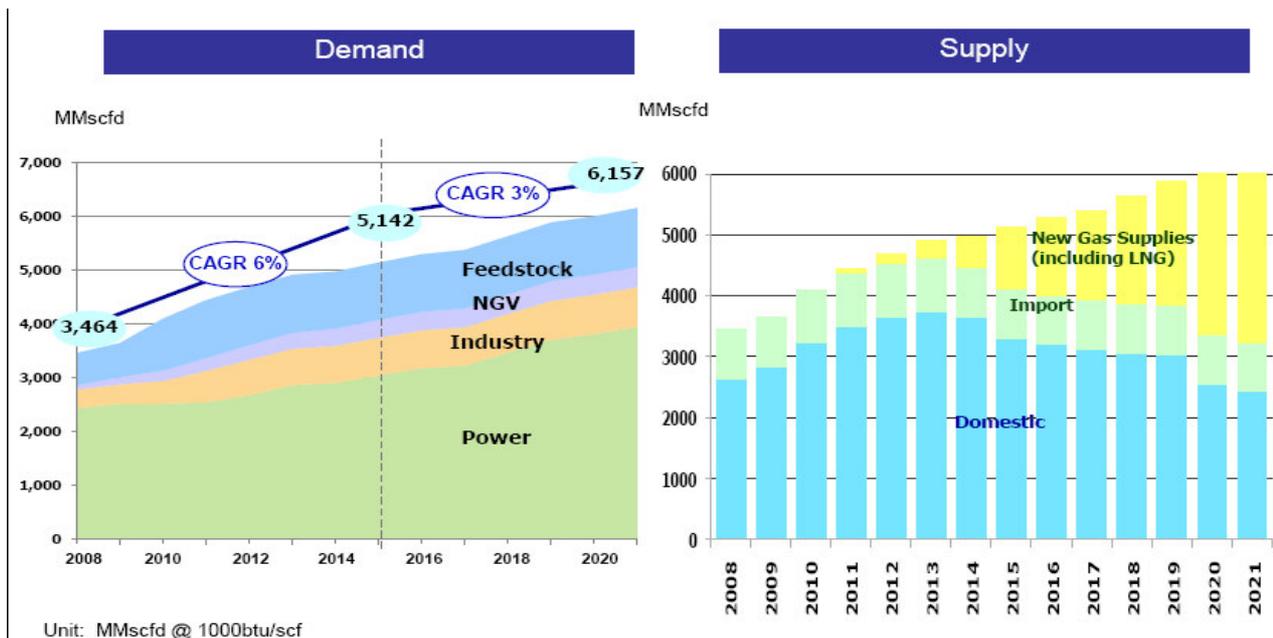
印尼 Pertamina 公司有 30 年以上之供應 LNG 經驗(尤其在亞太地區)，負責印尼國內天然氣之生產及分配業務，肩負優先滿足國內天然氣需求之任務，並積極開展各項 LNG 相關及天然氣開發計畫；該公司有計劃性地整合 LNG 及天然氣業務，利用現有設備及從事新業務開發，使上游氣源開發、LNG 出口及供應國內所需天然氣達到最佳化，未來甚至將跨足 LNG 進口業務；Pertamina 公司期許成為印尼天然氣價值鏈的領導廠商，甚至扮演亞洲 LNG 交易中心之要角，並看好季節性(特別是冬季)價格波動性之套利商機。

三、 泰國在 LNG 產業之發展企圖及成為 LNG 交易中心

泰國 PTT 國營公司天然氣事業部執行副總裁 Mr. Panu Sutthirat 就本議題進行簡報如下：

(一) 泰國天然氣供需之比較：

左下圖顯示泰國國內天然氣需求在 2008-2015 年間以每年 6% 成長，2015-2021 年間以每年 3% 成長；右下圖顯示泰國自 2011 年開始即須尋覓新的天然氣(含 LNG)供應來源，以因應國內需求增長。



(二) PTT 進口 LNG 之策略

- 在 2011 年之前進口 LNG (成為東南亞第 1 個 LNG 進口國)。
- 確保供應安全及分散燃料供應來源。
- 加入 LNG 價值鏈—積極參與液化廠、上游氣田開發、接收站及船運等投資。
- 確保 2011 年中 LNG 接收站商轉所需之進口數量。
- 平衡天然氣長約及短約、現貨之供應比例。
- 透過參與 LNG 開發計畫以確保長期氣源供應，包括傳統 LNG 計畫及非傳統 LNG 計畫(CBM 及/或 FLNG)。
- 透過分享供應彈性，建立與 LNG 供應商之關係。
- 維持足夠 LNG 數量以確保在國內天然氣市場價格之競爭性。

(三) 泰國天然氣及 LNG 計價模式

將國內管線輸氣、進口管線輸氣、進口 LNG 及再氣化費率混合納入 pool 計算一平均氣價，以供給泰國電力局(Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT)、國內民營電廠、小型電廠、工業用戶、天然氣車輛及石化工業等不同市場用戶使用，以維持國內氣價一致性。

(四) PTT LNG 接收站目前仍在興建中，分為 2 階段進行，其卸、輸、儲能力如下表所示。

	第 1 期	第 2 期	合計
卸收碼頭(m ³)	264,000×1	264,000×1	264,000×2
LNG 儲槽(m ³)	160,000×2	160,000×1	160,000×3
氣化能力(MTPA)	5	5	10

(五) 泰國在亞洲處於一個有利的戰略地理位置，其擁以下獨一無二的特色：

- 有廣大的天然氣市場及需求之季節性差異不大。
- 為東南亞第一個 LNG 進口國家，擁有完善的基礎設施及天然氣管輸系統。
- 管線天然氣與 LNG 之彈性配比。
- 介於中東及東亞中間點的戰略性地理位置。



(六) 東南亞地區 LNG 業界之合作：

- 換貨(Swaps)市場
 - ✓ 地理位置(節省運輸成本)
 - ✓ 時機點(需求變動之管理)
- 由 PTT 以浮動式液化廠 (FLNG)方式供應 LNG
- 策略性儲存
 - ✓ 提供 LNG 接收站儲存服務
 - ✓ 能與離岸浮動式儲槽有競爭性
 - ✓ 強化區域 LNG 供應安全
- 合夥/合作關係—聯合區域內之 LNG 貿易及供應

四、 LNG 市場之動態發展及未來趨勢

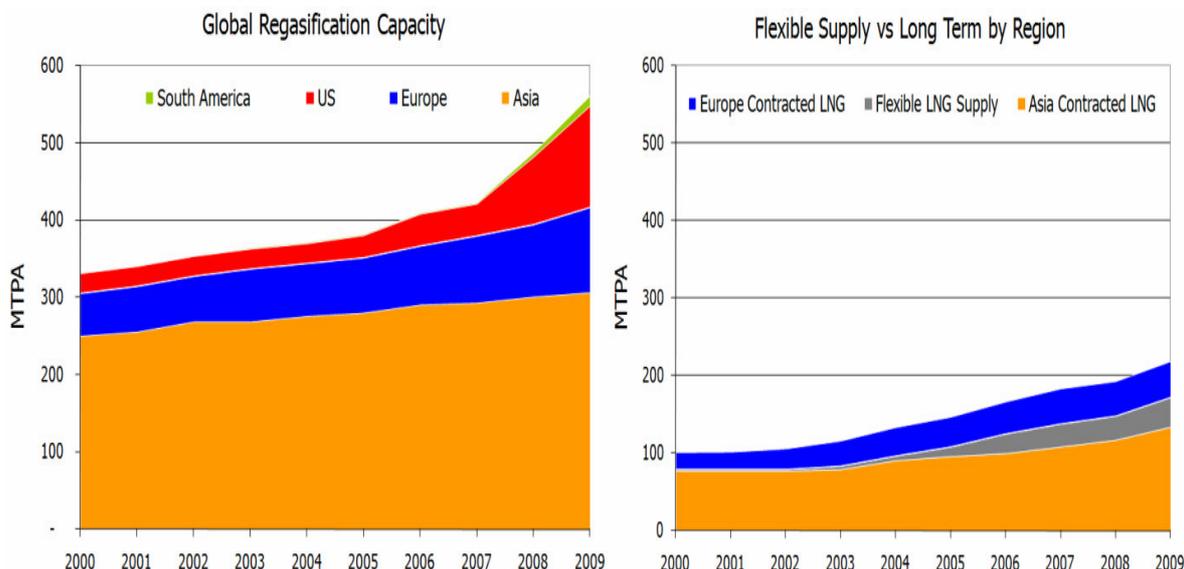
GDF SUEZ 公司全球 LNG 行銷部門主管 Mr. Philip Olivier 就本議題簡報如下：

(一)GDF SUEZ 公司簡介

- 年供應量超過 100bcm(約 73 百萬公噸)的多元天然氣投資企業。
- 上述天然氣量超過 90%供應給自己的終端客戶。
- 已簽訂 LNG 長約年供應量合計 17 百萬公噸，氣源來自 6 個國家。
- 為歐洲最大的 LNG 進口商及美國前 2 大 LNG 進口商。
- 為歐洲第 2 大再氣化接收站之營運人。
- 為全球第一大民營電廠(IPP)，裝置容量達 70GW。

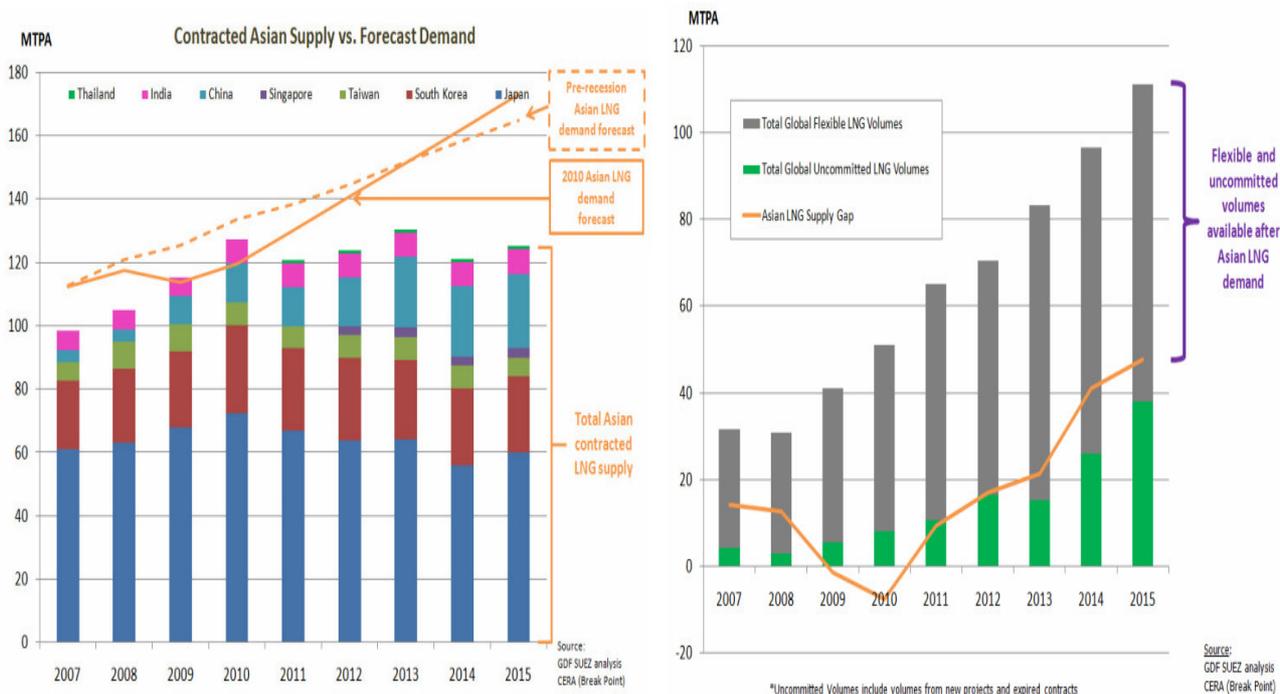
(二) 彈性 LNG 供應 V.S. 傳統 LNG 供應

“彈性 LNG 供應市場” (Flexible LNG Supply, 係指國內有自產氣及/或可利用管線進口天然氣, 但不願 LNG 貼水以確保供應之買方。) 自 2002 年開始搶佔全球 LNG 市場, 至 2009 年亞洲合約 LNG 供應量約為 140 百萬公噸/年、歐洲 LNG 合約供應量約為 50 百萬公噸/年, 而彈性 LNG 市場供應量則增為 40 百萬公噸/年。



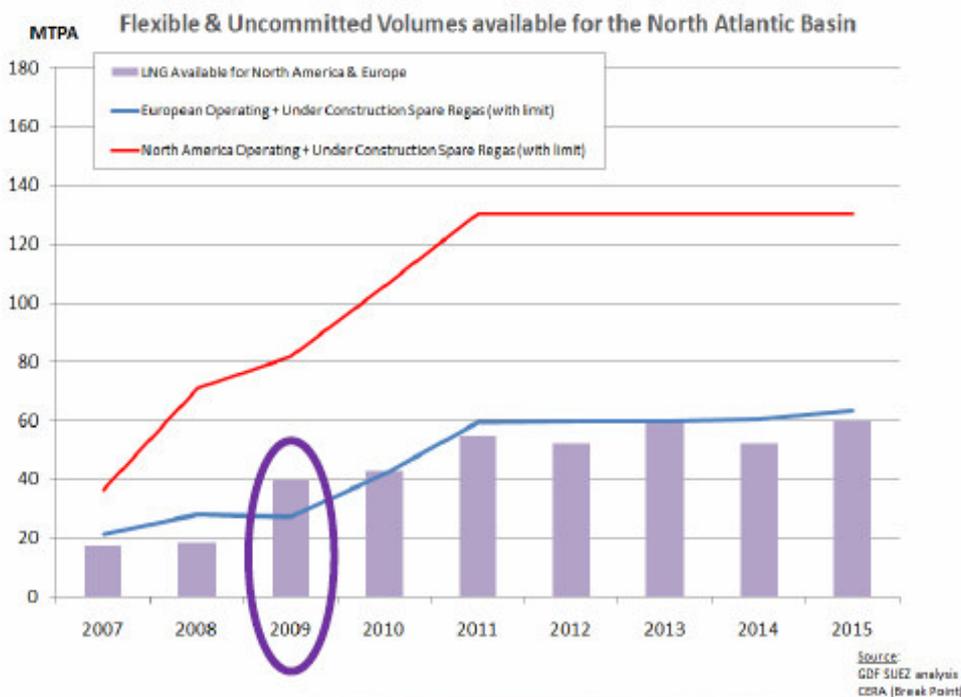
(三) 亞洲 LNG 供需平衡的轉變

下圖左顯示自 2011 年起亞洲地區對 LNG 的需求量預期將超過現有合約承諾量, 預估此短供缺口將自 2011 年約 10 百萬公噸/年擴大至 2015 年約 50 百萬公噸/年, 因此各國須從彈性 LNG 市場及 LNG 現貨市場搶購貨氣以滿足逐年成長的需求量。下圖右則可看出 2015 年在扣除亞洲地區之短供缺口後, 全球 LNG 未承諾供應量及彈性 LNG 市場之供給仍有約 80 百萬公噸/年之數量可供應大西洋盆地。

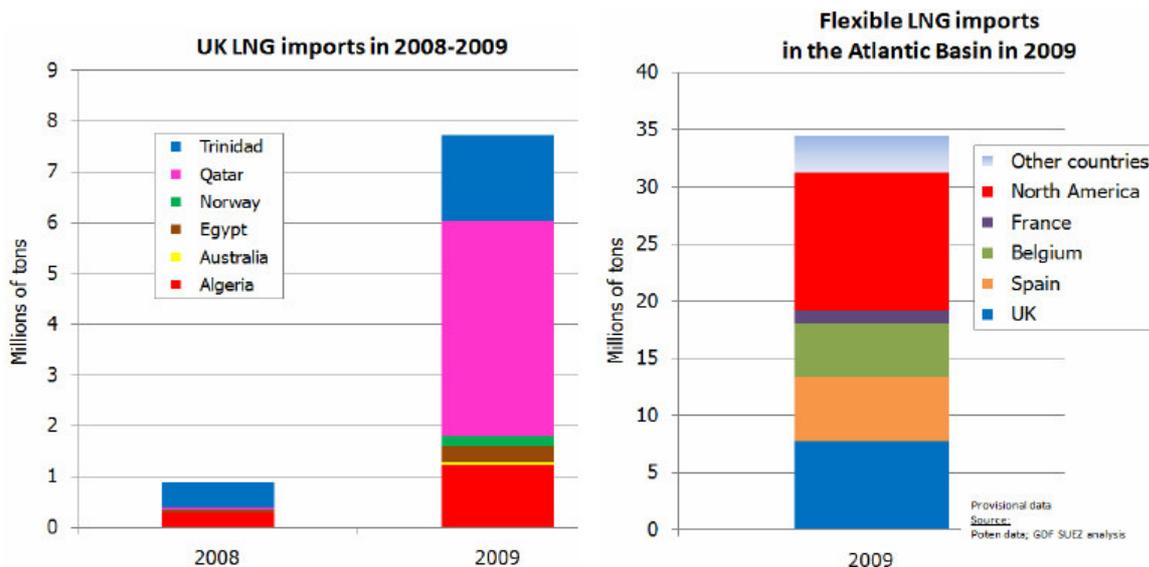


(四) 彈性 LNG 市場貨氣之最終去處

在 2010-2011 年期間，亞洲地區並非彈性 LNG 市場供應的最終去處，而來自彈性 LNG 市場之供應數量，供應歐洲地區對 LNG 之需求將綽綽有餘。



2009 年彈性 LNG 市場約供應大西洋盆地國家 35 百萬公噸/年，以北美、英國、西班牙、比利時及法國為主要進口國，其中歐洲地區 2009 年以英國 LNG 之進口量數最大，約較 2008 年成長 10 倍，其中主要氣源供應國為卡達、千里達及阿爾及利亞。



(五) 2009 年歐洲天然氣市場的轉變之背景

- 歐洲 LNG 進口劇烈增加—相較於 2008 年，英國及比利時進口分別成長 10 倍及 2 倍，主要自卡達進口(約佔 2009 下半年 NBP 市場的 18%)。
- 歐洲天然氣市場變得更具流動性—目前彈性 LNG 供應已成為庫存的一種選擇，且現貨 LNG 較長約管輸天然氣更具競爭性。

- ▶ 因歐洲現貨氣價不振，導致亞洲地區現貨 LNG 價格亦低迷，使得現貨較長約更具競爭性。

(六)亞洲地區—近期因市場較寬鬆，故現貨 LNG 價格較長約者為低；惟就中、長期而言，LNG 需求將持續成長

- ▶ 舊合約的展延及日、韓復甦速度較預期迅速。
- ▶ 相對於歐、美地區而言，亞洲 LNG 市場流動性仍然不足。
- ▶ 新興國家加入 LNG 進口行列，如中國、印度、泰國、新加坡及巴基斯坦等。
- ▶ 亞洲地區 2010-2020 年間 LNG 的需求預期將以每年 5% 增長，相當於每年成長 7.5 百萬公噸/年。

(七)歐洲地區

- ▶ 天然氣總需求成長有限。
- ▶ 天然氣自產量預期持續以每年 3% 縮減，每年管輸天然氣及 LNG 合計須進口 5.5 百萬公噸。

(八)LNG 市場未來展望

- ▶ LNG 是成長最為快速的天然氣事業。
- ▶ LNG 主要為供應終端用戶。
- ▶ 由於天然氣套利交易在未來幾年內將不同於已往，現貨市場交易將成為一種邊際 (marginal) 行業。
 - ✓ 就 LNG 套利機會而言，2009 年可說是一個較為疲軟的一年，且其復甦的時程仍處於不確定。
 - ✓ 許多具競爭性之彈性 LNG 供應將補充某些區域之天然氣短供缺口。
 - ✓ 全球各地氣價的差距 (spread) 更緊縮，將使套利的利潤縮小。
- ▶ 除了承諾予終端用戶之中長期合約供應外，LNG 還為天然氣市場提供必要的彈性。

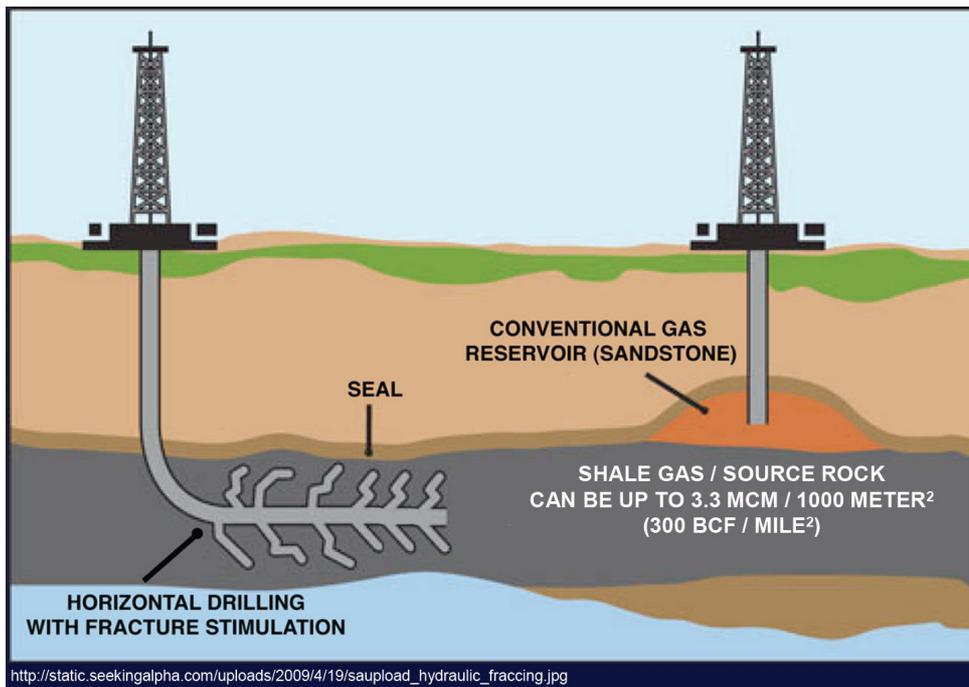
五、頁岩氣對全球天然氣市場之衝擊

美國 Sempra 集團旗下 Sempra LNG 公司執行長 Darcel L. Hulse 就本議題進行簡報，主要內容如下：

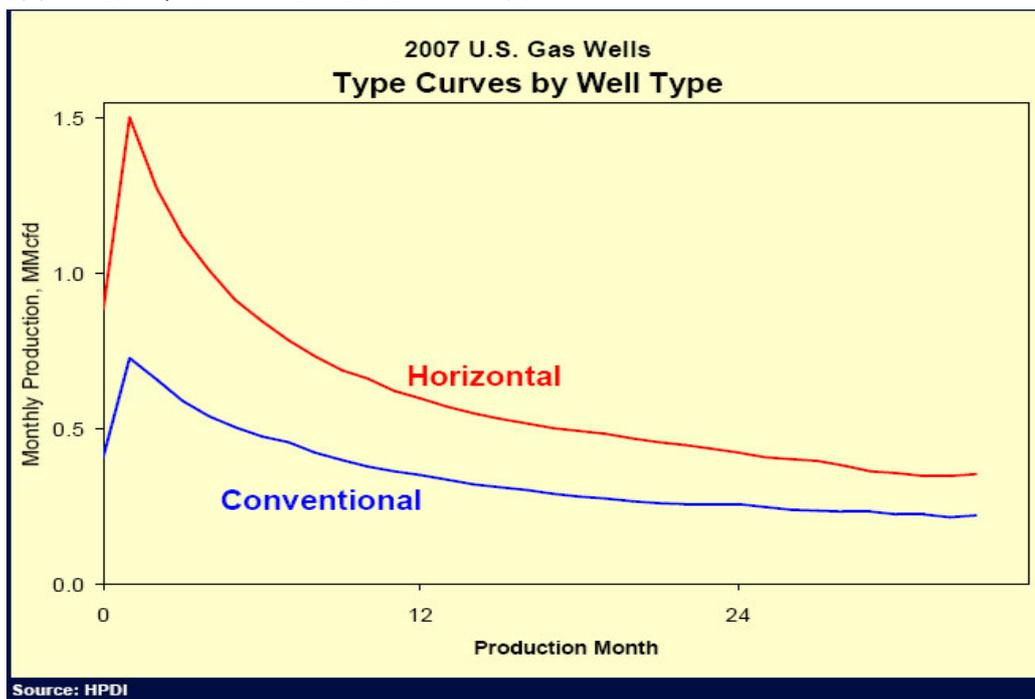
(一)傳統氣井及頁岩氣 (shale gas) 氣井之不同點：

1. 設計比較：

傳統氣井垂直伸入蘊藏天然氣之多孔隙砂層中，而頁岩氣過去便已存在，惟技術上未能以合理成本開發，其氣井除垂直伸入地層外，還必須水平沿著頁層延伸並樹枝狀散開，加壓把大量水與泥沙打入地層撐開頁岩破裂帶，抽水後擷取頁層中之天然氣，每 1,000 平方公尺頁層可產出高達 3.3MCM 之天然氣。

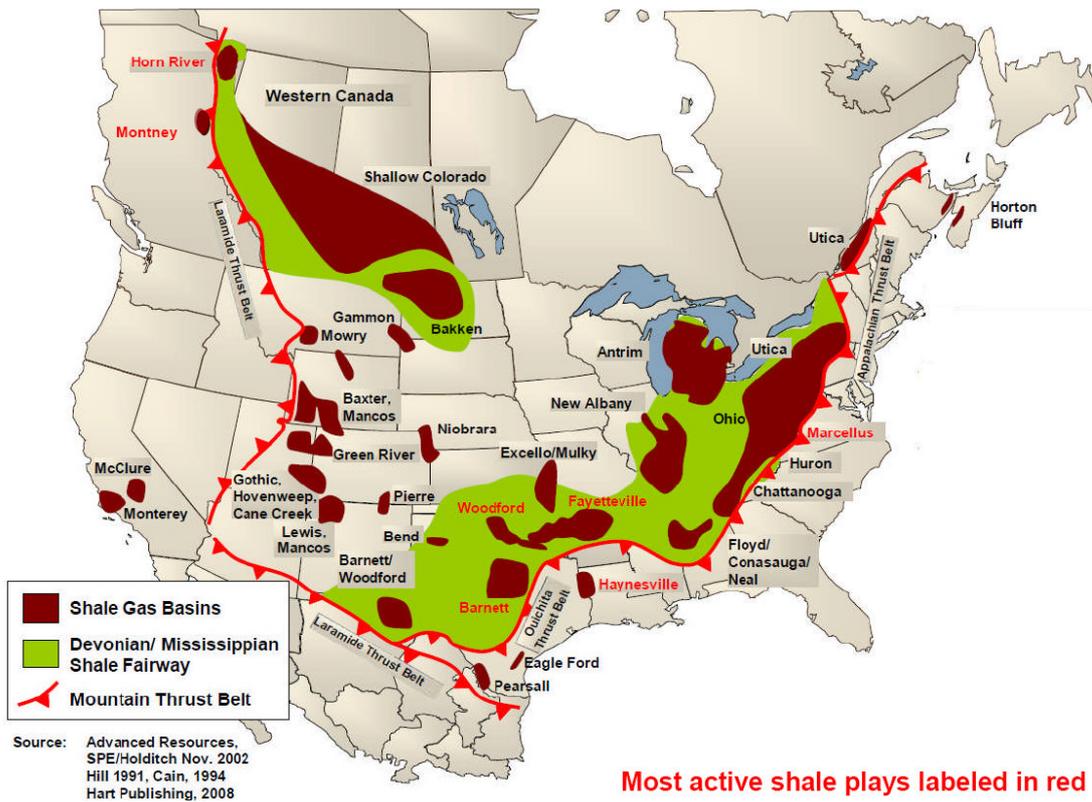


2. 頁岩氣與傳統天然氣生產週期之比較：

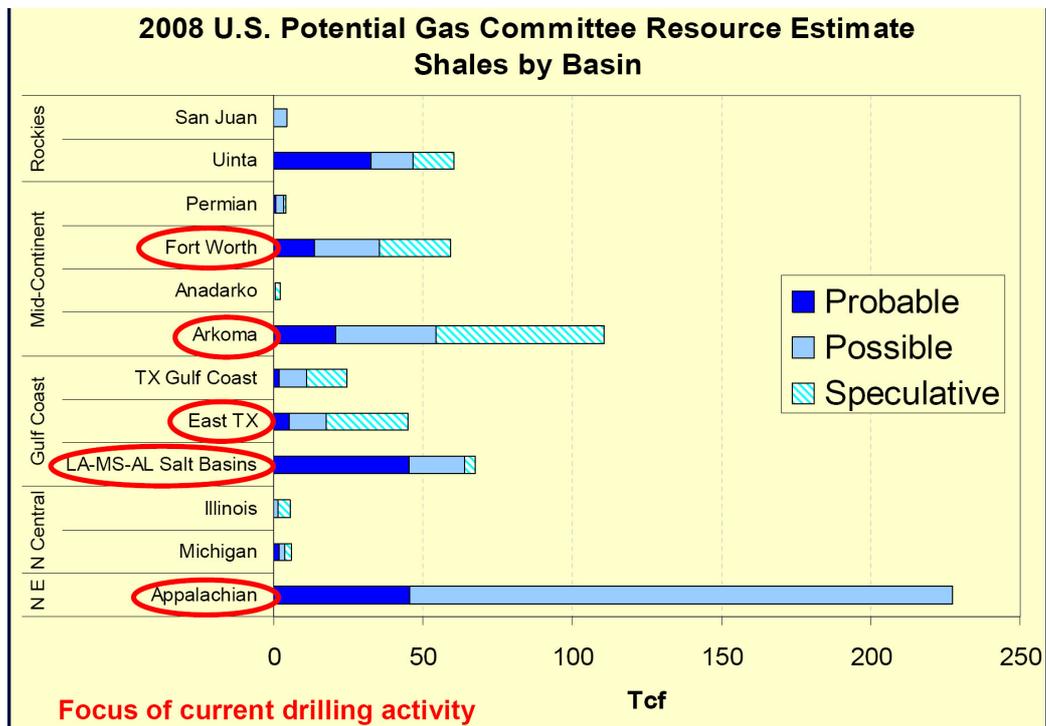


(二)美國為何要開發頁層氣

- 技術進步致使頁岩氣經濟效益優於傳統天然氣。
- 資金快速地從傳統天然氣轉移至頁岩氣開發，下圖所示為美國頁層氣主要產地。



(三)2008 年美國頁岩氣蘊藏量估計及所在地如下圖所示：



註：1Tcf約為2,070萬噸LNG

(四)影響頁岩氣開發成本之主要因素

- 水抽取及處理成本
- 地方政策：景觀影響及地下水問題
- 租借權取得及維持之成本
- 礦區使用費
- 市場價格波動
- 儀器設備精密技術。

(五) 影響北美頁岩氣市場之因素

- ▶ 北美目前處於快速興建頁岩區域之過渡期：因大部分西部天然氣加速枯竭，天然氣生產重心移至東部。
- ▶ 天然氣價格低於長期邊界成本。
- ▶ 以 Henry Hub 天然氣價格為計價基礎之加洲天然氣價格可能持續增加：西部氣價已較東部氣價具競爭力。

(六) 頁岩氣對全球天然氣市場之影響

- ▶ 北美過渡性低價已影響全球天然氣市場：與歐洲天然氣市場競爭且現貨天然氣價格將持續與油價脫鉤。
- ▶ 新 LNG 及頁岩氣的競爭不確定性將延後新 LNG & 高成本管輸天然氣之投資開發。
- ▶ 頁岩氣技術可能在歐洲、亞洲及其他國內市場創造新經濟型天然氣供應。
- ▶ 美國將沿岸持續扮演全球天然氣市場平衡樞紐點。

(七) 總結：

- ▶ 北美天然氣市場目前處於傳統供應與低成本頁岩氣過渡期：
 - ✓ 目前價格被認為低於長期邊界成本。
 - ✓ 頁岩氣整體循環成本可能高於目前報導(3.5-7 美元/mcf)。
- ▶ 頁岩氣技術可能在歐洲、亞洲及其他國內市場創造新的經濟型天然氣供應。
- ▶ 隨著價格分裂，天然氣將快速成為全球性新興商品。

六、將澳洲 CBM 轉製成 LNG—其商機潛力有多大？對 LNG 買方之影響又如何？

澳洲 Arrow Energy 公司執行長 Mr. Nick Davies 就本議題進行簡報，主要內容如下：

(一) 煤層天然氣(CSG)與傳統型天然氣之比較

1. 成份比較如下表所示，

項目	CSG	傳統型天然氣
成分組成	<ul style="list-style-type: none">▶ 甲烷 94-98%▶ 二氧化碳、乙烷及氮氣等微量	<ul style="list-style-type: none">▶ 甲烷 70-90%▶ 乙烷、丙烷及丁烷合計約 0-20%▶ 戊烷微量▶ 二氧化碳 0-8%▶ 氮氣 0-5%▶ 硫化氫 0-5%
典型之熱值含量	1,005 Btu/scf (8,940 kcal/m ³)	1,040 Btu/scf (9,251 kcal/m ³)

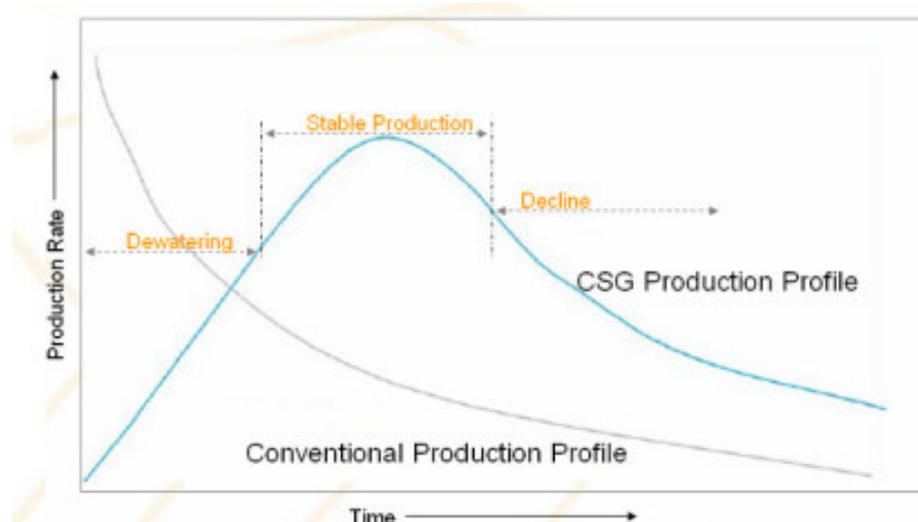
註：1. 天然氣熱值可能由 LPG 或混拌方式予以提高。

2. CBM 為 Coal Bed Methane 之簡稱，與 CSG 同義，均指煤層氣。

2. CSG 轉製成 LNG 與傳統 LNG 之比較

項目	優點	缺點
天然氣規格	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 沒有 CO₂ ➢ 液化廠之前端生產線較簡化 	熱值較傳統 LNG 低
資金成本	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 由上游至首批 LNG 之資金成本較低 ➢ 下游資金成本較低 	後續之上游資金成本較高
鑽井	施工至完工較簡單	所需鑽井數較多，勞力密集
產量之提升	--	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 鑽井及脫水最多需 24 個月 (傳統式最多只需 6 個月) ➢ 須處理的水數量龐大
地點	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 在陸上，較易取得勞工及服務 ➢ Gladstone 是一個技術勞工相對成熟的城市 	--

下圖為CSG與傳統LNG生產週期曲線之比較



Requires that the CSG producer:

- Accurately forecast deliverability and validate the forecasts against actual field practice
- Continue drilling to ensure that there is always adequate production to match contracted supply
- Monitor and analyse well performance continuously and perform required remedial treatments

由上圖可得知，傳統 LNG 生產週期曲線之生產率隨時間推移而遞減；而 CSG 之生產率則呈現山峰形曲線，由左端低點攀升至峰頂後即向右端滑下。當傳統 LNG 曲線向右下滑時，CSG 曲線正由左端低點攀升而上。

(二)CSG 生產商必須：

- 精確地預測交貨能力，而期預測須有實際礦區作業來支持。
- 持續鑽井探勘以確保產量隨時能滿足合約承諾量。
- 不斷地追蹤及分析鑽井成果，並進行必要之救濟補正措施。

(三)昆士蘭 LNG 計畫

計畫及投資廠商	產能規模	預計商轉時程
Arrow/LNG Ltd/Golar (Fishermay's Landing)	2×1.5mtpa	2012
Shell/Arrow (Curtis Island)	4×3.5mtpa	2015
BG (Curtis Island)	2×3.5mtpa	2014
Santos/ Petronas (Curtis Island)	2×3.5mtpa	2014
Origin/ Conoco (Curtis Island)	4×3.5mtpa	2016
合 計	45mtpa	

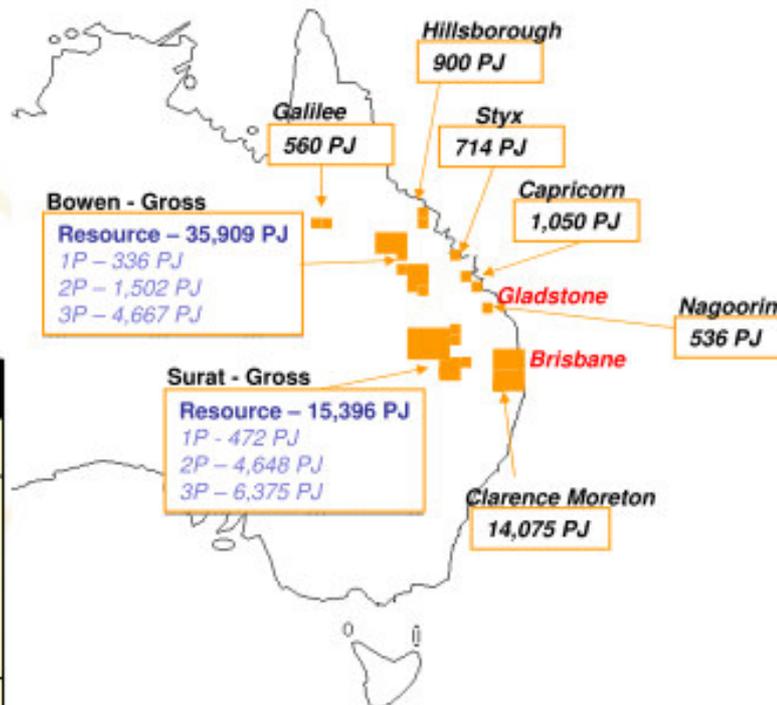
45mtpa產能若要維持20年以上產量，需要約50Tcf左右（約相當於1034mt）之氣源，昆士蘭省現已發現之CSG預估約有250Tcf左右。上述CBM產能主要集中在Curtis Island。

(四)Arrow Energy 在東澳昆士蘭省之 CBM 生產計畫

東澳 CBM 礦區面積超過 65,000 平方公里，其中 90%土地尚有待証實為有天然氣蘊藏量。其資源(Resource)/蘊藏量(reserves)如下圖所示：

- The largest CBM acreage position in eastern Australia >65,000 sq km.
- Over 90% of land still to be certified for reserves.
- Arrow tenements have 24% of east coast 3P reserves.

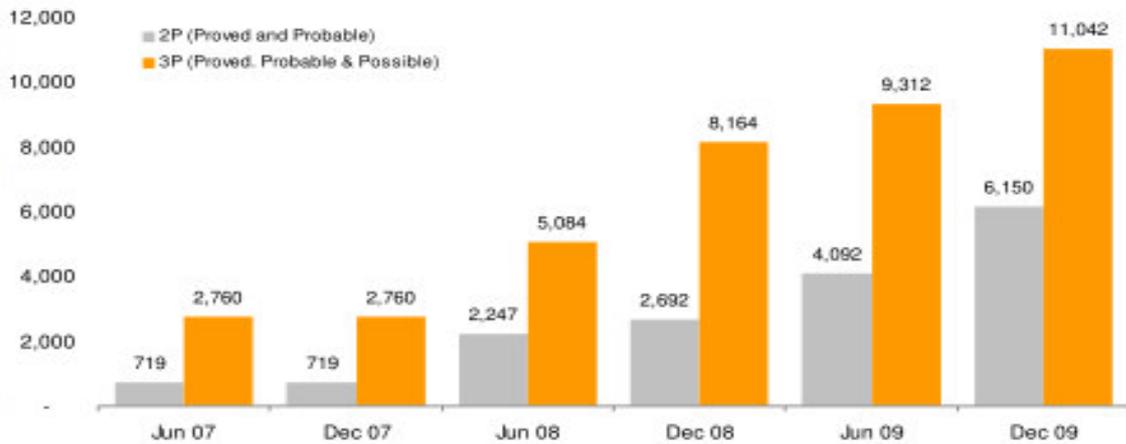
Gross Gas Resources / Reserves		
Area	PJ (x1000)	Tcf
Reserves	11.0	10.5
Bowen Basin	33.1	31.4
Surat Basin	12.3	11.7
Clarence Moreton Basin	14.1	13.4
Other	3.8	3.6
	74.2	70.8



Arrow Energy 承租之礦區擁有東澳 3P(即包括 Proved+Probable+Possible 三種 CBM 蘊藏量)之 24%。

依 Arrow 之歷史紀錄顯示，2007 年 6 月至 2009 年 12 月止，2P(包括 Proved+Probable 2 種蘊藏量)及 3P 之 CBM 蘊藏量大幅成長(如下圖)，估計探勘成本維持在 0.10 澳幣/Mcf 以下。每年發現屬 2P 之蘊藏量以 1.5Tcf 為目標。目前已知蘊藏量足以供應數條 LNG 生產線之用。

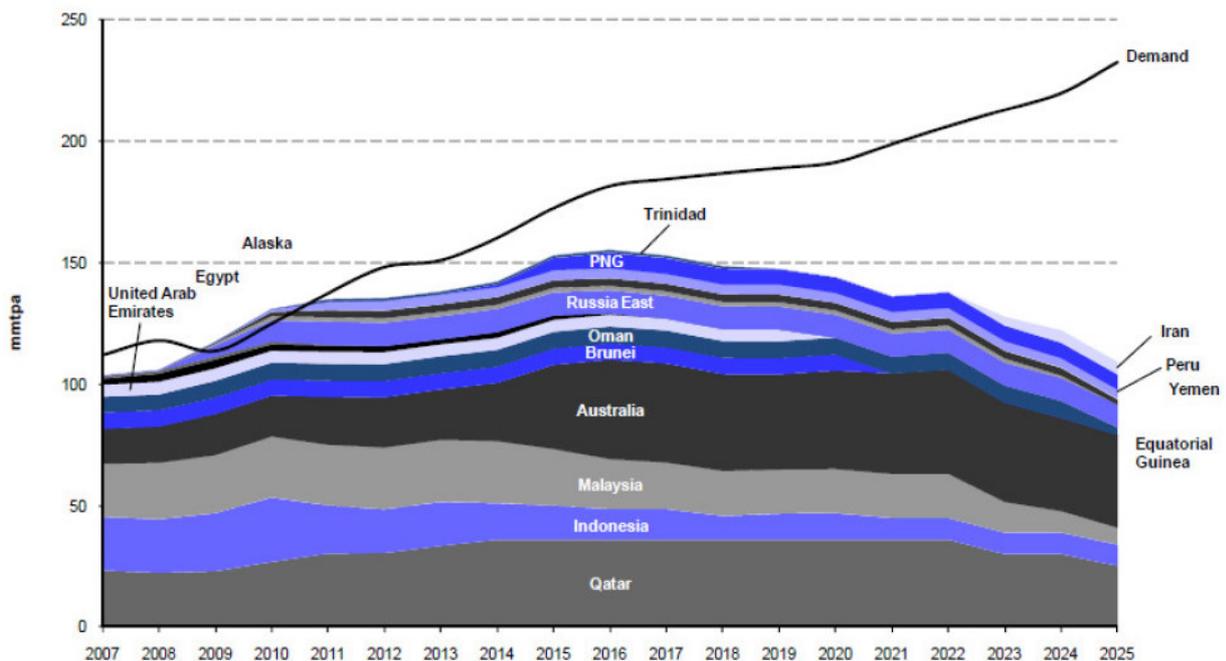
Arrow track record



- Reserves have grown dramatically in the last year
- Finding costs remain <A\$0.10/MCF
- Target 1.5 Tcf of 2P reserves per year
- Lean Production is the key to economically developing CSG fields

(五) 亞太地區 LNG 供需預測：

Arrow Energy 認為，就近期而言，亞太地區 LNG 需求量已下降，但就中、長期而言，趨勢仍是向上攀升。下圖所示為亞太地區 LNG 長期供需預測之比較，其中就長期而言，澳洲頗有取代卡達成為亞太地區最大 LNG 供應國之機會，中東地區及印尼、馬來西亞之供應占比則呈逐漸萎縮趨勢。



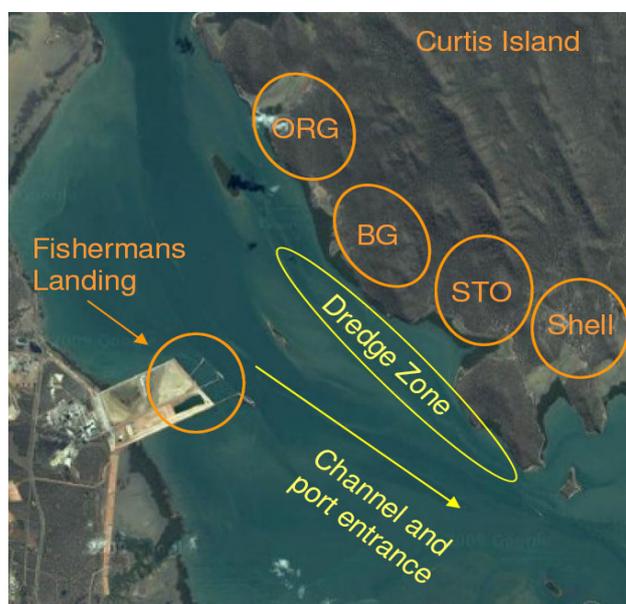
(六)Arrow Energy 所投資之煤層氣生產計畫

Fishman Landing LNG 生產計畫及 Curtis Island LNG 生產計畫之地理位置，如右圖。

2. Fishman Landing LNG 生產計畫

- 由 Liquefied Natural Gas Ltd(簡稱 LNG Ltd)所開發。
- 規劃 2×1.5mtpa 生產線(約每年 90Bcf)。
- 首批 LNG 預計在 2012 年交貨。
- EIS 已於 2009 年 3 月完成。
- 調降至每年約 30Bcf 等級。
- 較小生產規模意味著低成本、簡單設計。

註：2010.3.9 有報導指出殼牌中石油聯手競標 Arrow，而後 2010.3.16 有報導指出 LNG Ltd. 因其合作夥伴 Arrow Energy Ltd. 方面存在不確定性，已經暫停昆士蘭州 Gladstone 的 Fisherman's Landing LNG 生產計畫。



3. Curtis Island LNG 生產計畫：

- 本項 LNG 生產計畫係由 Shell 主導。
- Arrow Energy 正與 Shell 就其供應 Curtis Island 所需天然氣之合約條款進行討論。
- 目前規劃之 LNG 產能最高達 14mtpa。
- 第 1 條生產線全部產能將由 Shell 提取。
- 本項生產計畫之 EIS 正在進行中。

(七)昆士蘭省 LNG 生產規模擴大

- 45mtpa 之 LNG 產能每年需要將近 2,700Bcf(=7.4BCFD)氣源。
- 以平均流率 0.5mmcf/d 計算需要 14,800 口氣井。
- 自 1998 年至 2002 年美國生產 CBM 之氣井已由 500 口攀升至 15,000 口，每年產能則自 100Bcf 提升至 1,800Bcf，顯示 CBM 計畫之可行性。
- 但 CBM 生產所需設備及技術勞工之供應，以及成本競爭仍有待改善。

(八)結論

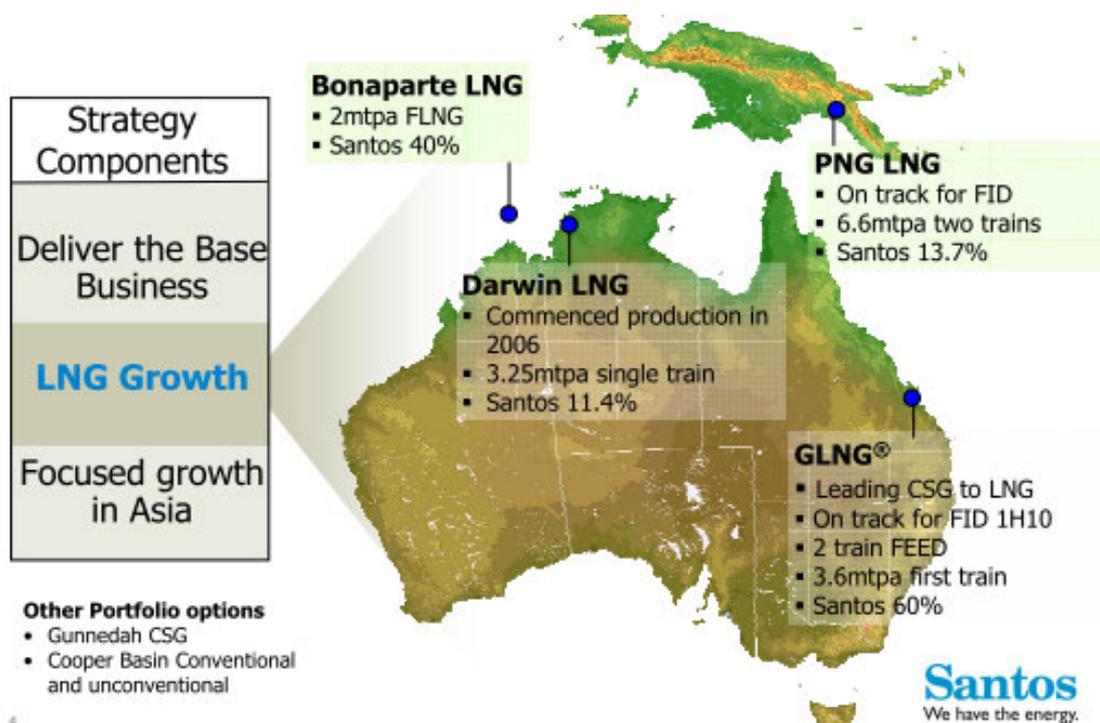
- 規劃由 Gladstone 港出口之 LNG 生產計畫產能高達 45mtpa，且可能有更多天然氣蘊藏量足以供應該等 LNG 生產計畫。
- 昆士蘭省煤層涵蓋相當廣大之面積，故礦區開發將極為分散。
- 存在技術勞工之可利用性、水處理技術及管線路徑等議題，但總會有解決方案，所有已營運之生產計畫已成功解決前述議題。
- 不論昆士蘭省 CBM 轉製成 LNG 產能最終為 20mtpa 或 50mtpa，因其生產成本相對低廉、且氣源座落於政治穩定之澳洲，將成為主要 LNG 買主之 portfolio 氣源組合。

七、從煤層氣轉製成 LNG

澳洲 Santos 公司 Mr. Peter Mitchley 就本議題進行簡報，主要內容如下：

(一)Santos 公司簡介：

- 成立於 1954 年，為一家澳洲石油及天然氣探勘及生產商，投資區域涵蓋澳洲及亞太地區。
- 澳洲最大國內天然氣生產商，名列澳洲股票上市公司前 20 大。
- LNG 為 Santos 成長策略的主要組成因子，其在 LNG 生產計畫投資如下：(詳如下圖)



1. 澳洲北部 Bonaparte LNG 40%股權，計劃興建 2mtpa 產能之 FLNG(Floating LNG) 生產線。
2. 澳洲北部 Darwin LNG 11.4%股權，已於 2006 年營運，目前有 1 條生產線，產能 3.25mtpa。
3. 澳洲東南部 GLNG 60%股權，該計畫係煤層天然氣轉製成 LNG 計畫，規劃興建 2 條生產線，將於 2010 年上半年如期完成最終投資決定(FID)，首條生產線產能為 3.6mtpa，預計 2014 年開始生產交貨。
4. 巴布紐幾內亞 PNG LNG 13.7%股權，依預計進度完成 FID，興建 2 條生產線，產能為 6.6mtpa。

上述各生產計劃中，屬煤層氣(Coal Seam Gas)生產方式者為位於澳洲東南部昆士蘭省之 GLNG 生產計劃。

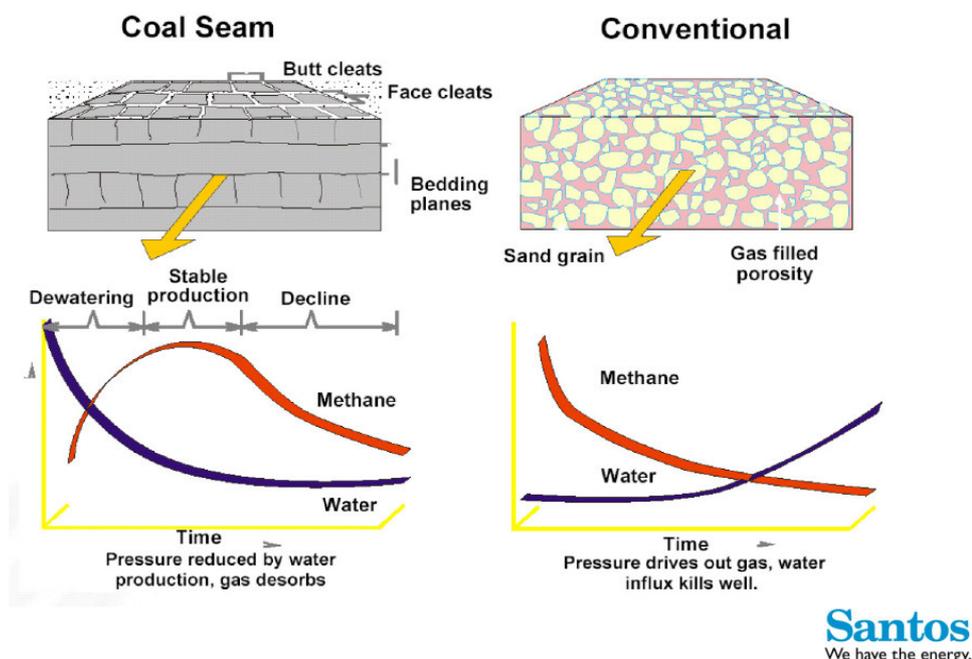
(二)何謂煤層氣(Coal Seam Gas)?

甲烷(天然氣主成分)係存在於煤層中，目前澳洲昆士蘭省計劃開發之煤層氣區域從 Townsville 綿延至 Sydney 約 3,000 公里，藉煤層之鑽探及地震勘測等方式證實此煤層含有高濃度甲烷氣體。

主要煤層氣儲存於距離地表 200-1,000 公尺深度之地層中，澳洲目前所開發之煤層氣

成份大致為甲烷 98%，惰性氣體<2%，沒有液態物質(顯示煤層氣不會產生二氧化硫或懸浮粒子)，其熱值約 1,000Btu/scf (相當於 8,895kcal/scm)。生產過程只採用乾燥及加壓兩道程序。

(三)煤層氣與傳統天然氣之比較



CSG 與傳統天然氣之主要差異分析

	典型 CSG	傳統天然氣
鑽井數	1,000	10
每年須增加之掘井數量	40-50	1 以下
每井產能	0.5-1.5mmcf/d	+120 mmcf/d
蘊藏地點	陸上	海上
加壓點	氣田及管路	管路
開採到 LNG 首批交貨	24-36 個月	5 天
液態產物	乾燥	1 萬桶/天以上
氣層水份之處理	大規模	初始時低
天然氣品質缺點	熱值較低	CO ₂ 及其他污染物

(四)煤層氣轉製成 LNG 是新的天然氣工業技術，其欲成功之關鍵在於新技術開發及商業營運模式，分述如下：

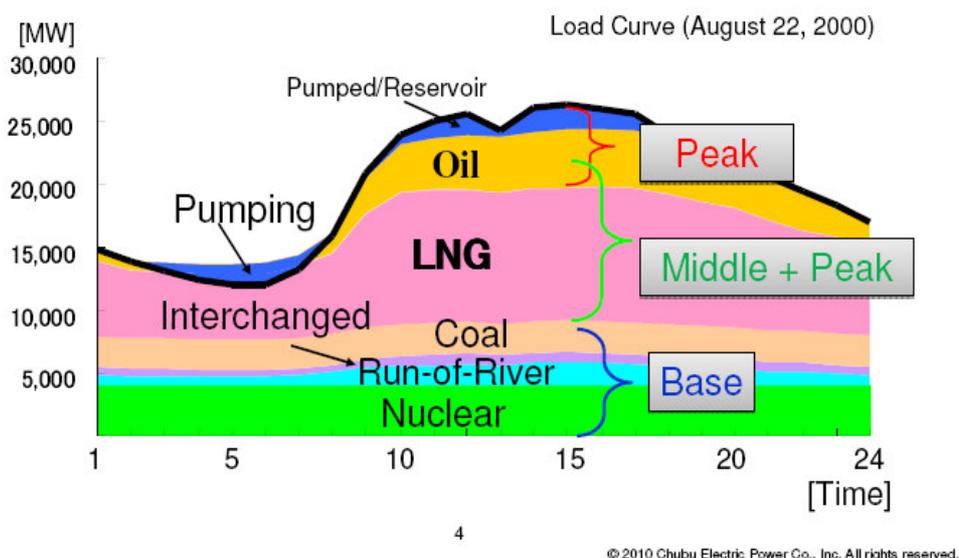
1. 擁有世界級的資產及蘊藏量：瞭解煤之特性、可開採之蘊藏量及潛在的天然氣含量。
2. “天然氣工廠”：經由學習過程獲取(capture)生產規模之經濟性。
3. 加強天然氣營運管理。
4. 水處理技術創新。

八、LNG 價格變動對電力公司的影響

日本中部電力公司 LNG 採購部門主管 Mr. Kazuhiro Yokoi 就本議題進行簡報如下：

(一)直至 2000 年初燃氣發電一直肩負著日本電力系統之中載任務，但隨著燃油發電比重的下降，LNG 逐漸取代燃油扮演肩負日本電力系統中、尖載角色。

(二)下圖所示為 2008 年 8 月當時日本之電力系統發電結構圖，當時核能、川流式水力及燃煤扮演基載角色，LNG 主要為中載，燃油及抽蓄式水力則扮演尖載角色。

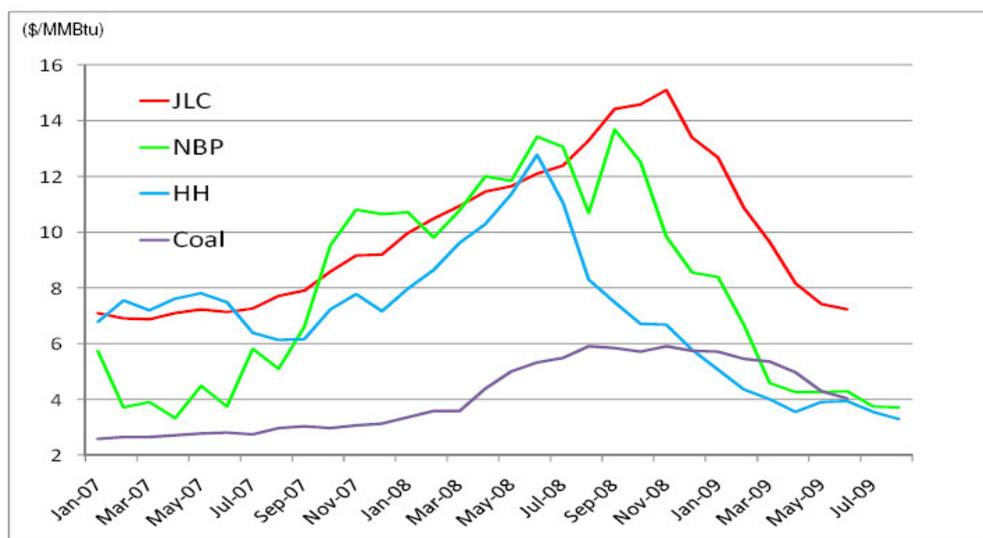


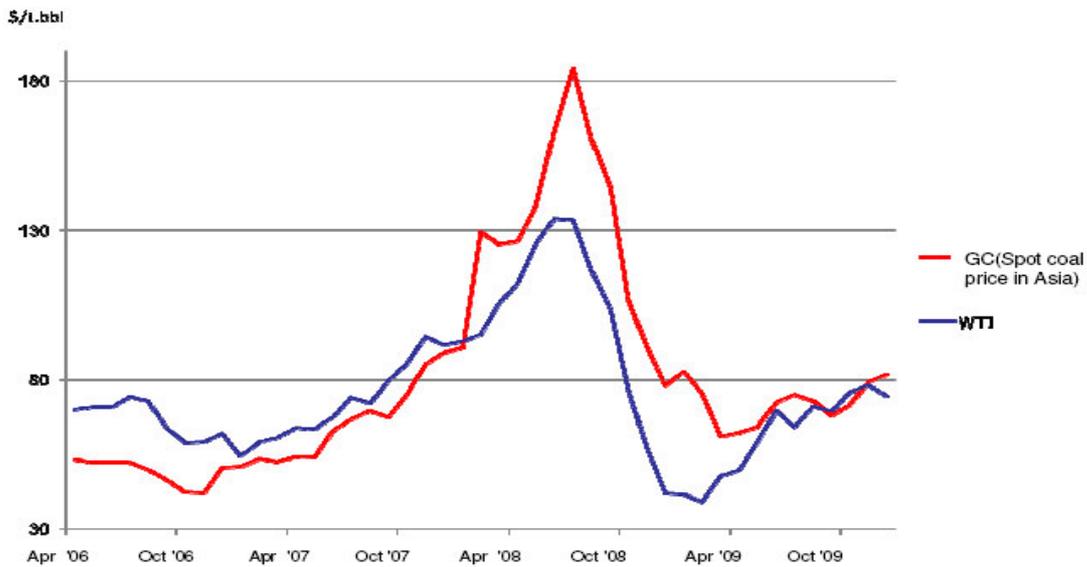
日本各類別發電之特色及扮演角色

發電類別	特色及扮演角色
抽蓄式水力	滿足負載變化=>尖載
燃油	具燃料採購及營運較彈性=>尖載 因經濟性及環保考量，已逐漸由燃氣取代
燃氣	營運較具彈性+環境友善+降低燃油使用=>中、尖載
燃煤	燃料供應穩定+具經濟效益=>基載
核能	燃料供應穩定+具經濟效益+環境友善=>基載
川流式水力	無燃料成本(但發電不穩定)=>基載

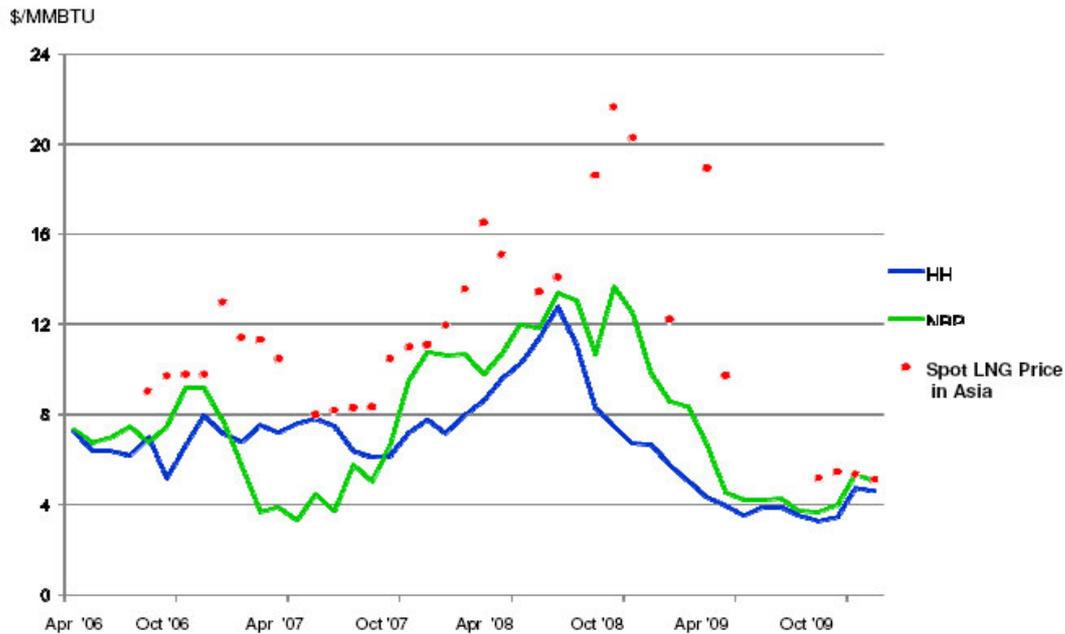
(三)LNG 與油、煤之價格走勢比較

➢ 在雷曼兄弟宣告破產事件發生後，各地區 LNG 價格逐漸接近煤價，但亞洲地區現貨煤價之波動性亦增加，其走勢與油價一致。





➤ 相較於 HH 或 NBP 期貨氣價，亞洲 LNG 現貨價格之波動十分較劇烈(如下圖所示)。



(四) 電力公司使用 LNG 發電之優缺點

優點：

- 相較於油價，LNG 價格波動性較小-長約計價公式平緩的斜率+S-curve(上下限)可穩定氣價。
- 分散供應來源(不像原油集中在中東地區)。
- 潔淨能源—但仍不如核能及水力。

缺點：

- 過去賣方市場下之合約條款較油及煤缺乏彈性，且相較於油、煤，LNG 並無可靠的現貨市場(詳如下表)。
- 價格波動性大—2005-2008 年間 LNG 現貨價格急劇上升，較油價高出許多；然在全球金融危機後 LNG 現貨價又回跌至較煤價便宜。

(五)LNG 尚未建立可靠的現貨市場

	LNG	其他燃料	
		煤	油
年交易量	170 百萬公噸	590 百萬公噸	4,100 百萬公噸(全球生產量) 1,700 百萬公噸(全球交易量)
地區	太平洋：68% 大西洋：32%	太平洋：60% 大西洋：40%	太平洋：55% 大西洋：45%
合約	定期合約：82% 現貨：18%	定期合約：50% 現貨：50% (現貨包含1年期約)	定期合約：以1年期合約為主 現貨：逐船供應
現貨市場	<p>尚無可靠的現貨市場</p> <p>2000-2005 年：約 5%</p> <p>2006-2009 年：18%</p> <p>現貨市場規模仍小之理由：</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新生產計畫要獲得銀行融資，須先有健全的銷售計畫與可靠的買家(簽訂長期買賣合約) ● 現貨供應來源有限 — 現貨 LNG 只能透過轉賣、生產線及船運市場有剩餘產能才能供應 	<p>可靠的現貨市場</p> <p>歐洲約有 80%的煤在現貨市場交易</p>	<p>高度可靠的現貨市場</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現貨交易普遍 ● 定期合約不超過一年

(六)電力公司對 LNG 之期望

➤ 供應穩定

- ✓ 日本缺乏燃料資源，因此供應穩定為首要之考量(但從另一角度而言，日本為一可靠且穩定之 LNG 採購國)。
- ✓ 供應短缺不僅可能造成斷電危機，還可能因使用其他替代燃料而使成本大幅增加。

➤ 合理(具競爭性)氣價。

➤ 供應彈性

- ✓ 因燃油電廠逐漸減少、核能電廠非預期性的停機、新環保政策及全球經濟危機，供應調度變得更加重要。
- ✓ 由於亞洲之 LNG 價格具有溢價(premium)，使得 LNG 自亞洲轉供其他市場更加困難。

(七)買方之因應對策：

➤ 減低市場環境變化之風險

- ✓ 分散發電種類(核能及再生能源)—中部電力目前風力發電容量為 31,000KW(計畫未來可成長至 86,000KW)；2011 年即將有 7000KW 之太陽能發電廠加入運轉。
- ✓ 引進(油/氣)雙燃料發電設備。
- ✓ 簽訂不同型態之 LNG 合約。
- ✓ 與其他買方合作。

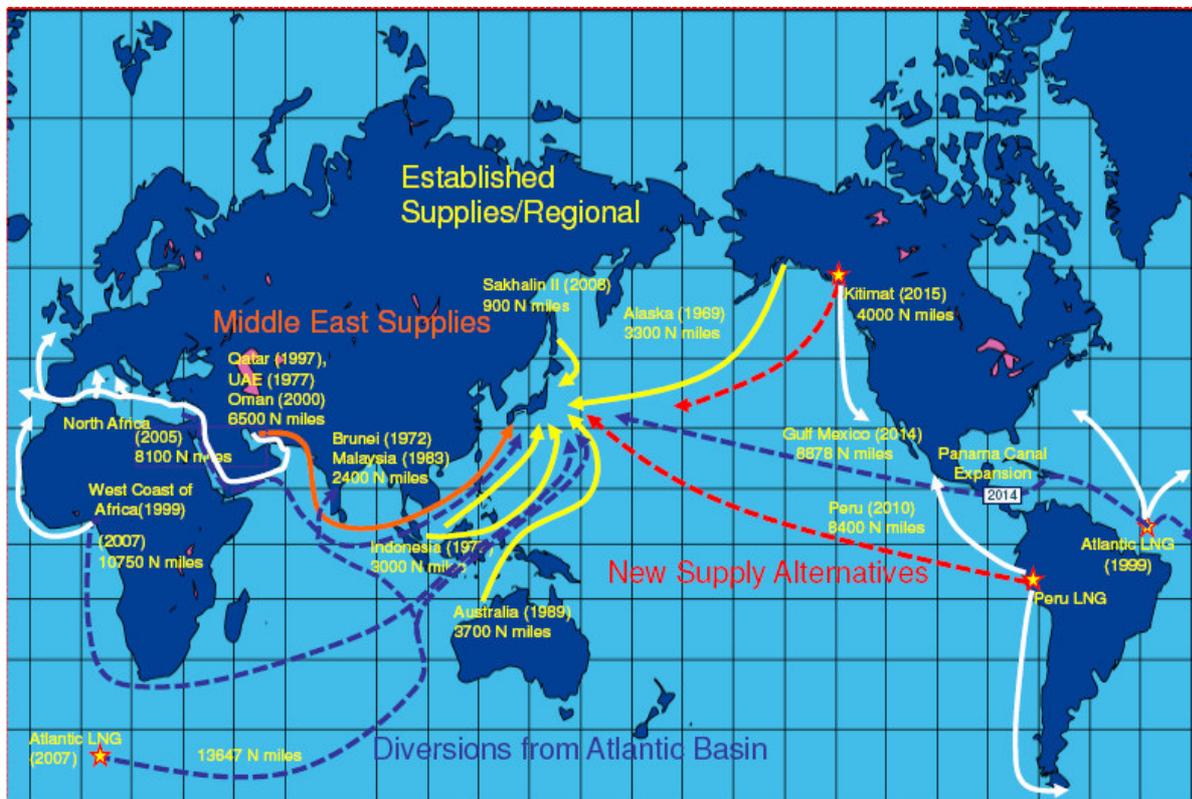
➤ 降低成本

- ✓ 提昇發電熱效率。
- ✓ 興建可容納較大型 LNG 船舶(Q-Flex 及 Q-Max)之船席。
- ✓ 增加儲槽容量—中部電廠目前擁有 4 座 120,000m³(約 5.5 萬公噸)之儲槽，2011 年將完成 2 座容量各為 180,000m³(約 8.3 萬公噸)之儲槽。

九、區域性的挑戰及全球性的衝擊

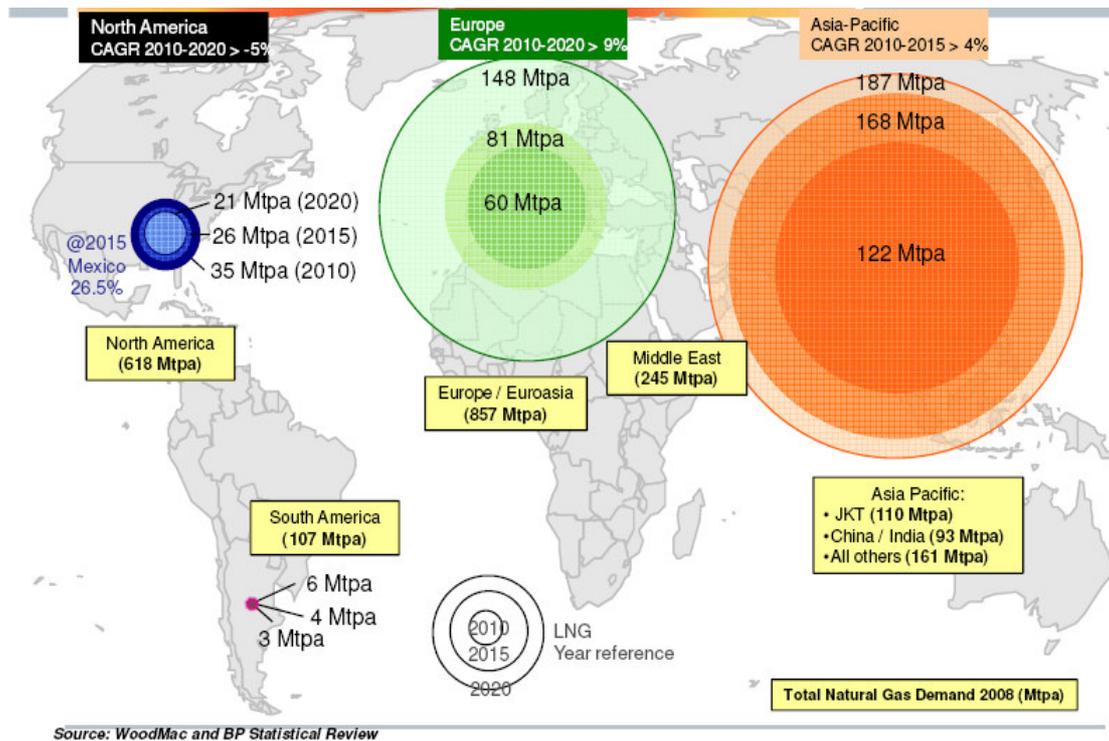
Stream 公司係由西班牙石油巨頭 Repsol 及西班牙天然氣大廠 Gas Natural 共同投資之公司，其商務主管 Mr . Alberto Alvarez 就本議題進行以下簡報：

(一)亞洲市場 LNG 供應來源之演化如下圖所示，過去供應來源主要來自區域性之成熟供應商，包括亞洲之印尼、汶萊及馬來西亞、澳洲、中東(卡達、阿聯大公國及阿曼)、非洲(北非及西非)，以及來自大西洋兩岸之套利轉運。近期內將新增南美(秘魯)及加拿大(Kitimat)。



(二)全球 LNG 需求展望

1.2010 年全球 LNG 需求展望，如下圖所示：



2010年預測北美LNG需求量自2010年開始將以每年-5%成長，至2020年衰退為21百萬公噸/年，主要因為自產頁岩氣逐漸取代LNG進口；歐洲LNG需求量自2010年開始將以每年9%成長，至2020年達148百萬公噸/年；亞太LNG需求量自2010年開始將以每年4%成長，至2020年達187百萬公噸/年，仍為全球LNG需求量最大之地區。至於2008年全球天然氣需求量各地區佔比之排序與該公司於2007年所作預測結果相同，惟除歐洲/歐亞地區略有衰退外，其他地區均有小幅成長(如下表所示)。

LNG 預估需求成長				
地區	數量(百萬公噸/年)			年成長率
	2010	2015	2020	
北美	35	26	21	-5%
歐洲	60	81	148	9%
亞太	122	168	187	4%

2008年天然氣需求量							
國家	北美	南美	歐洲/歐亞	中東	台日韓	中國/印度	亞太其他國家
數量(百萬公噸/年)	618	107	857	245	110	93	161

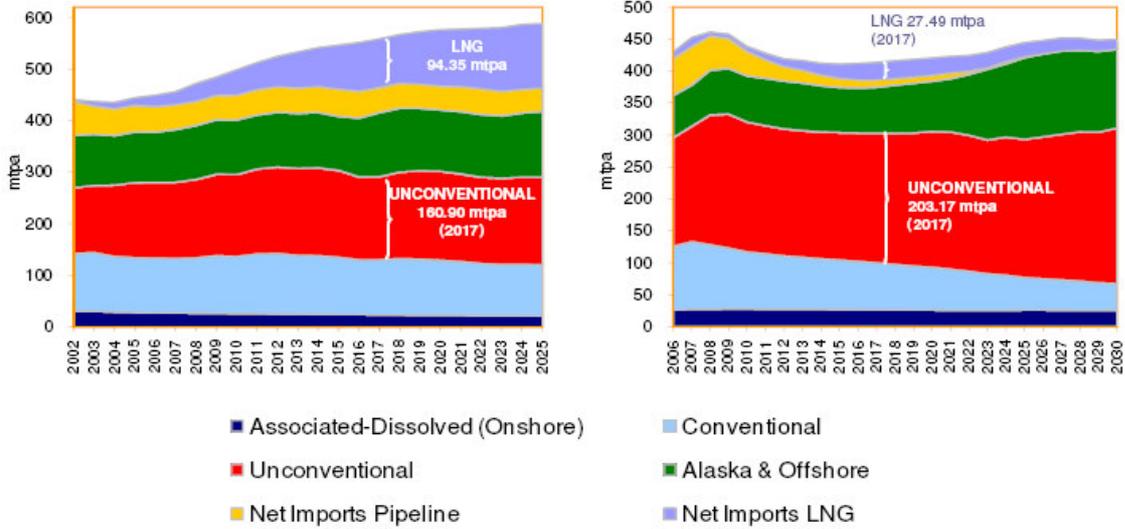
2. 全球LNG需求最重要的結構性轉變

因為美國頁岩天然氣的開採量逐年成長，使得美國對LNG及管輸天然氣的進口量不僅停滯成長甚至大幅衰退，原先在2007年預測2017年LNG進口量可達每年94.35百萬公噸，屬非傳統型的頁岩氣每年產量為160.9百萬公噸；到了2010年預測2017年LNG進口量衰退為每年27.49百萬公噸，頁岩氣產量則成長為每年203.17百萬公噸(如下圖所示)。

US Natural Gas Supply Outlook

2007 Perspectives

2010 Perspectives

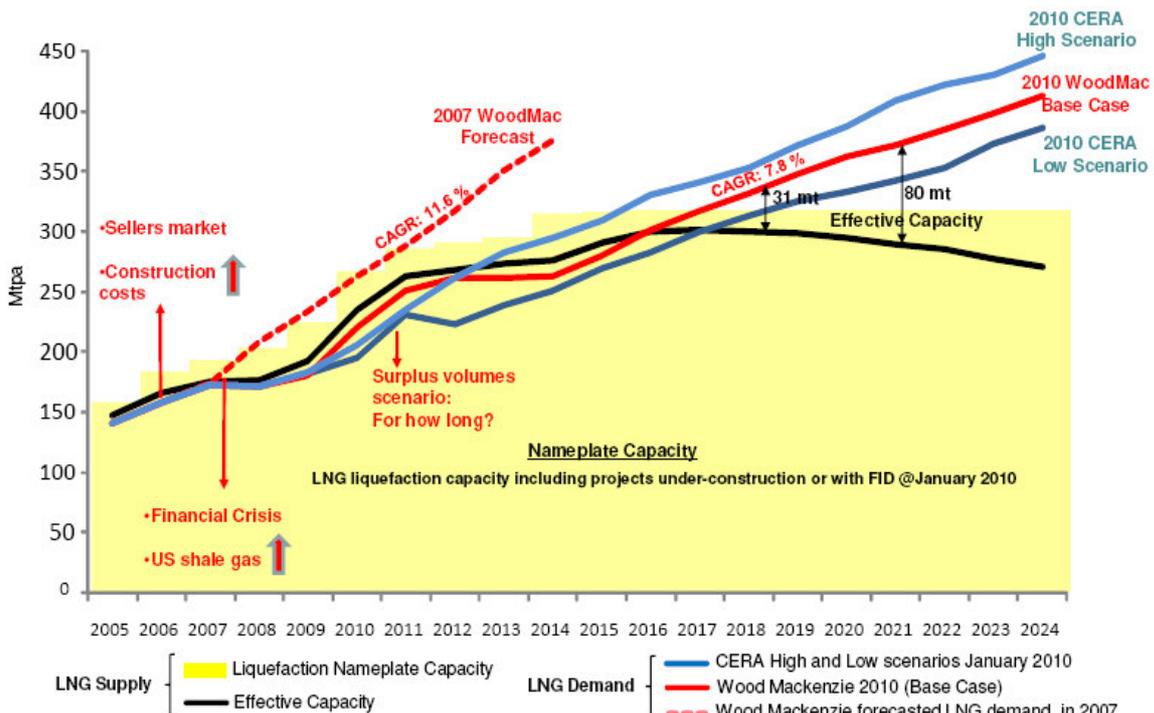


US LNG demand stagnation – Shale gas growth

Source: STREAM interpretation of Energy Information Administration Data

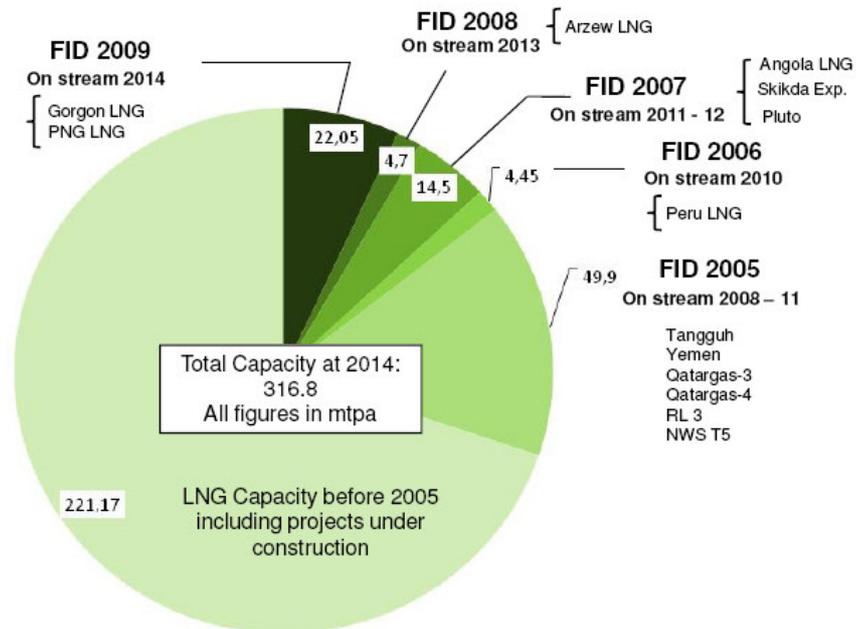
(三)全球 LNG 供需平衡及供給分析

1. 依 Wood Mackenzie 顧問公司 2007 年所作預測，當時預估全球 LNG 需求量將以 11.6% 逐年成長，隨後因 2008 年下半年發生全球金融危機及美國頁岩氣開發順利，使得 LNG 需求成長減緩；另依 Wood Mackenzie 於 2010 年所作預測之 Base Case，預估全球 LNG 需求量將以 7.8% 逐年成長，而液化廠名目產能自 2013 年後即停滯不前且有效產能亦逐年下降，導致 2018 年全球將有 31 百萬公噸之短供缺口，至 2021 年將擴大到 80 百萬公噸(詳見下圖)。



Source: STREAM interpretation of Wood MacKenzie and CERA

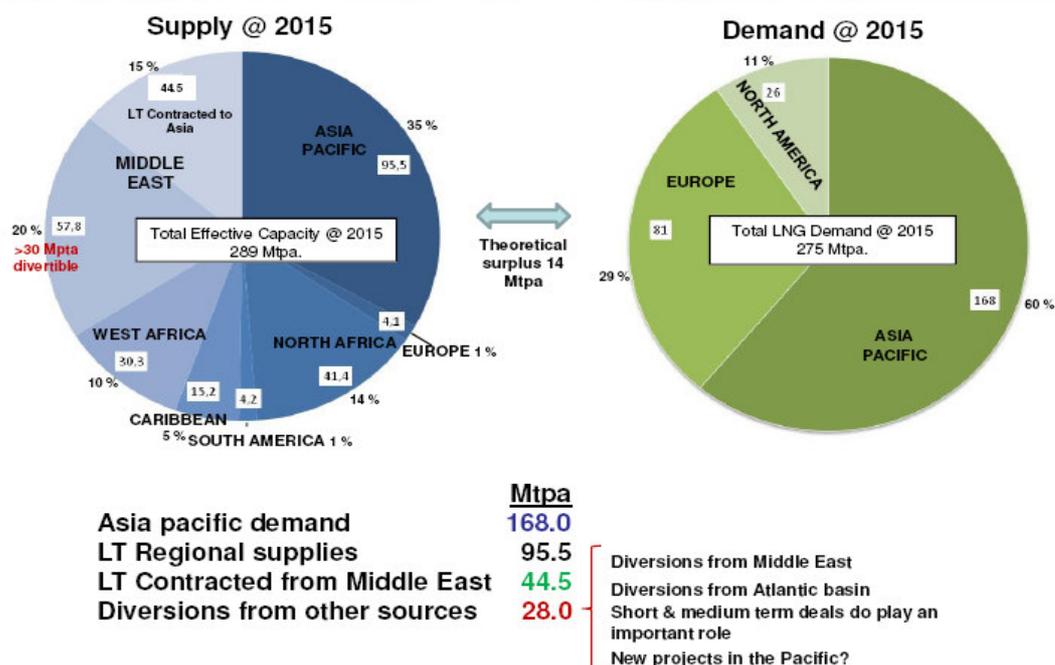
2. 下圖為已通過最終投資決定(FID)之 LNG 生產計劃，預計自 2008 年起逐年陸續加入營運，至 2014 年全球預估產能可達 316.8 百萬公噸/年。



11

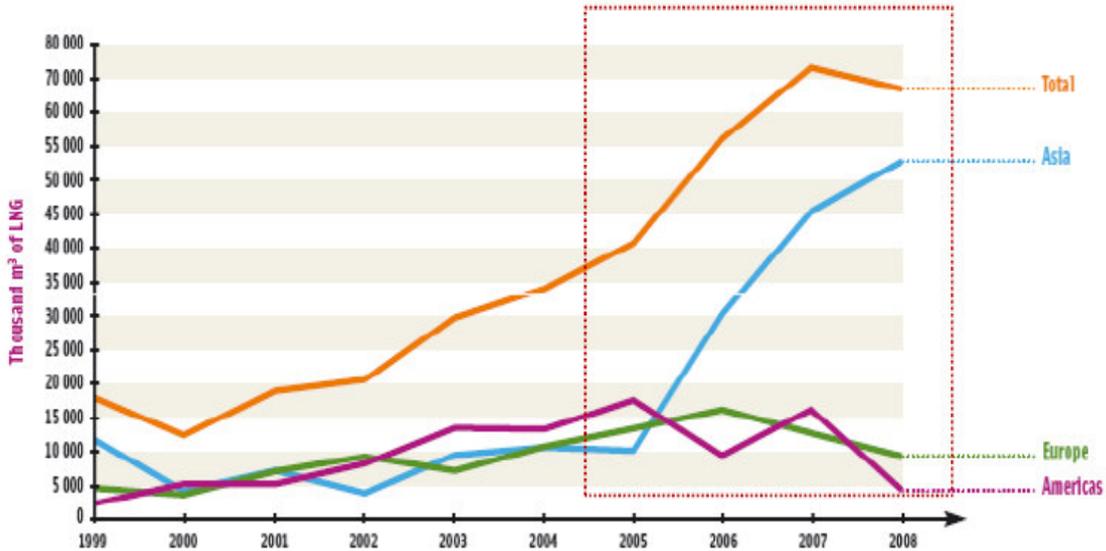
Source: STREAM interpretation of public data

3. 依 Stream 公司研究資料顯示(詳如下圖)，至 2015 年全球 LNG 需求量為 275 百萬公噸/年，供應量預估為 289 百萬公噸/年，約有 14 百萬公噸/年的過剩供給量；其中亞太地區預估需求為 168 百萬公噸/年，供應量包含來自中東長約 44.5 百萬公噸/年及亞太地區長約 95.5 百萬公噸/年，合計 140 百萬公噸/年，短供缺口 28 百萬公噸/年需經由中東及大西洋盆地之現貨、短中期合約下轉運來彌補，至於太平洋地區新生產計劃是否可及時加入供應，目前尚未可知。惟值得一提的是，中東地區每年約有超過 30 百萬公噸 LNG 供應至現貨市場。



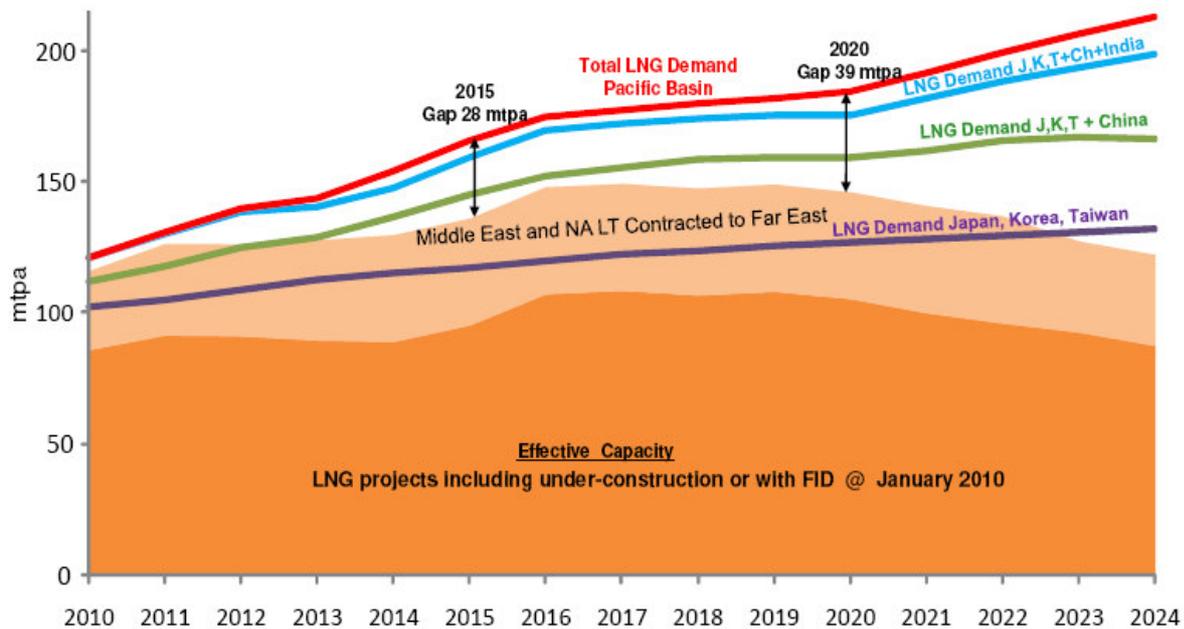
4. 下圖顯示短、中期合約於過去 10 年之交易量有顯著之成長，適時調整需求短缺、供給過剩，使市場供需循環得以延續。

- 美國市場有能力調整國內天然氣生產，成為 LNG 市場的主要支柱。
- 短、中期合約交易量也許不會顯著增加，但對市場能提供供應彈性。



(四) 太平洋盆地 LNG 供需平衡之展望

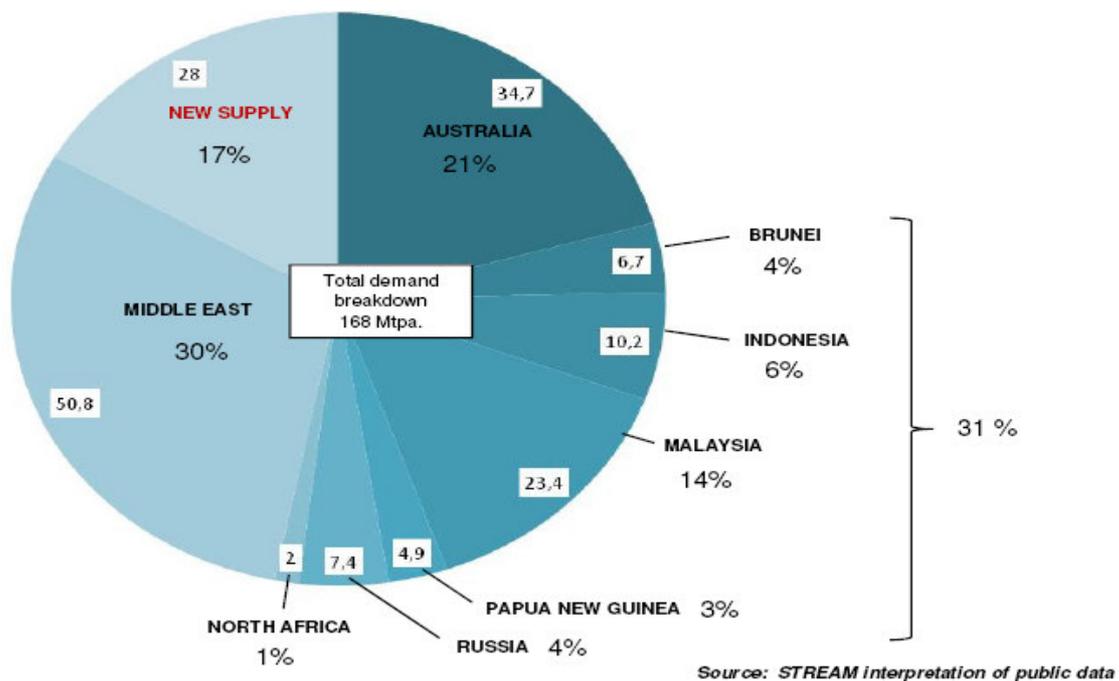
隨著台、日、韓主要進口國對 LNG 需求逐年成長，加上新興國家(中國及印度)的加入，亞太地區對 LNG 之需求將進一步成長，而因現有營運中的天然氣液化廠在可預見的未來產能將逐漸下降，至 2015 年亞太地區的 LNG 供需缺口為 28 百萬公噸/年，至 2020 年更擴大為 39 百萬公噸/年，屆時需要新 LNG 生產計畫及其他供應管道來填補 LNG 供需缺口(如下圖所示)。



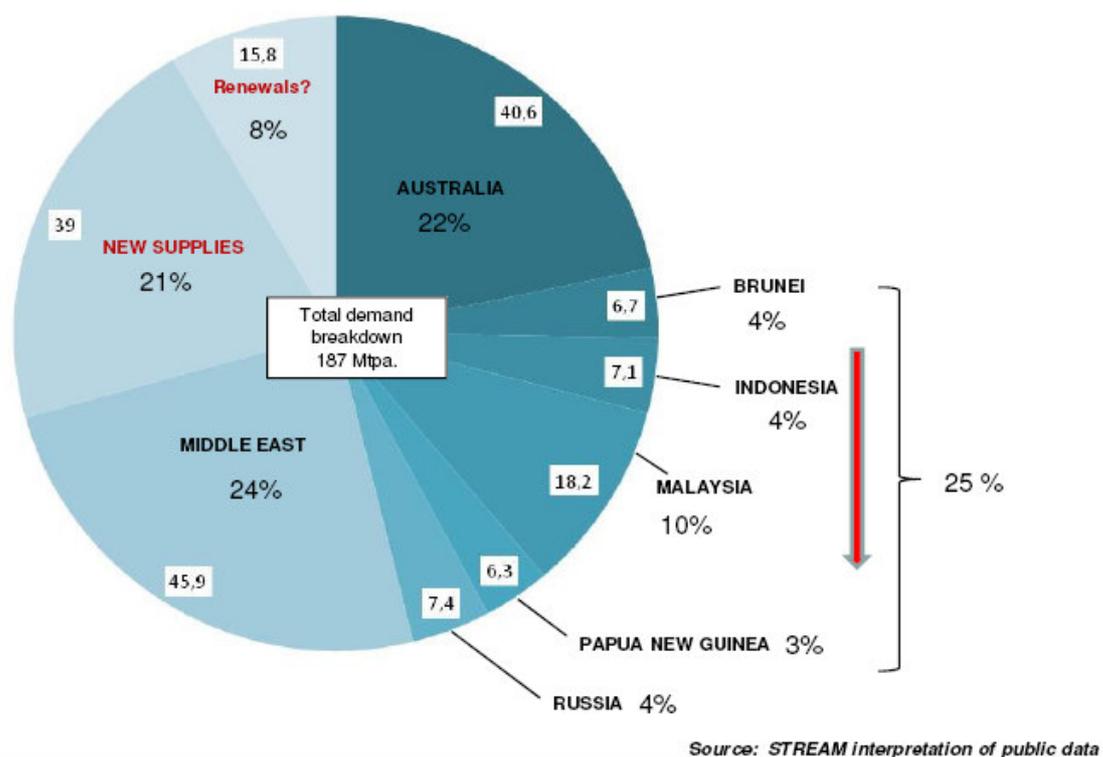
Source: STREAM interpretation of Wood MacKenzie data

(五)供應缺口及替代方案

如下圖所示，2015年亞太地區 LNG 預估需求量为 168 百萬公噸，主要供自中東、澳洲及東南亞國家，約佔 75%，惟仍有約 17%之需求量須由新供應來源填補。



如下圖所示，2020年亞太地區 LNG 需求量为 187 百萬公噸，主要供應來源大致與 2015 年一致，惟除有 21% 需求量須再尋找新供應來源外，預估仍有 8% 需求量須透過舊合約之展延來填補。



➢ 2015 年及 2020 年亞太地區 LNG 短供缺口可能分別達 28 百萬公噸/年及 39 百萬公噸/年。

- 既有之 LNG 買方一方面追求供應之安全與穩定，但同時亦講求供應來源分散，俾能達到風險最小化及價格最佳化。新興市場之 LNG 買方亦追求相同目標。
- 中東可作為填補亞太地區短供缺口的一個選擇，澳洲亦有潛力填補亞太地區至少 2/3 的短供缺口，雖然其生產成本及品質可能是一個議題。
- 綜上，可以推論美洲西岸及非洲西岸供應商在供應亞太市場上仍大有可為。
- 短、中期合約供應在填補前述部分短供缺口上，將持續扮演一定之角色。

(六)結論

- 供應安全、穩定、分散以及合理的價格，乃是亞太地區長約市場之目標，惟因就傳統亞洲買主(日、韓、台)而言，LNG 之需求是'must'，而歐美則僅是'need'；除非 LNG 占天然氣之供應比例夠大，否則區域價差仍將存在，換言之，亞洲溢價仍不可豁免。
- 著眼全球市場，因新興市場需求成長不確定，加上懸而未決的環保及地緣政治議題，前述目標值得深入探討。
- 全球中、短期交易可確保供應彈性，並支撐市場週期循環之運作。
- 澳洲可整合其角色為新世代 LNG 供應商，與中東供應商相抗衡，惟前述分散供應來源之目標仍需其他區域供應商加入始能達成。
- HH 氣價如能與油價連動脫鉤，將可吸引來自大西洋的貨氣，以分散供應來源。

十、2010 年 LNG 現貨價格—過去及未來展望

能源價格報導機構 Platts 公司資深編輯 Mr. Jonty Rushforth 就本議題進行簡報如下：

(一)2009 年市場趨勢

1.LNG 現貨市場

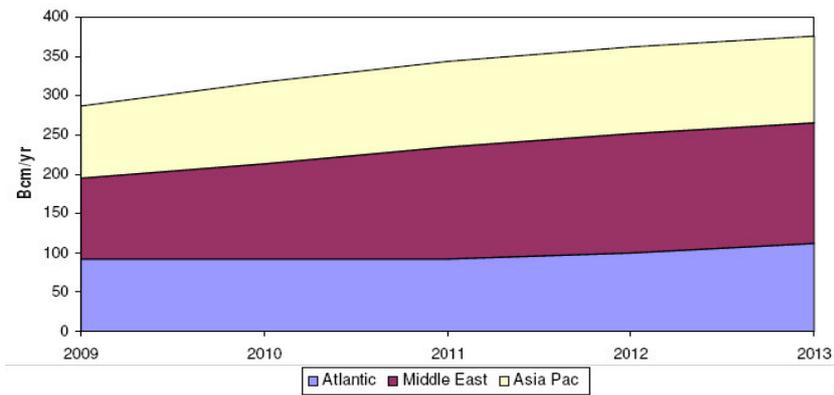
- 全球 LNG 現貨氣價在上半年十分疲弱，已自 2008 年尖峰價格滑落約 1/4。
- 偏低的氣價吸引擁有備用(spare)進口及儲槽能力的買方，如印度及中國，使得氣價趨於平穩。
- 夏季末開始出現景氣回溫徵兆，導致冬季出現一波強勁上漲。

2.2009 年初 LNG 需求下降

- 全球金融危機重創亞洲需求，5 月份亞洲天然氣進口國進口量較前一年同期約下降 1.7 百萬公噸。
- 因經濟景氣不振之影響，歐洲需求亦相對疲軟。
- 美國對 LNG 進口需求因經濟問題及國內頁岩氣開採雙重打擊而衰退。

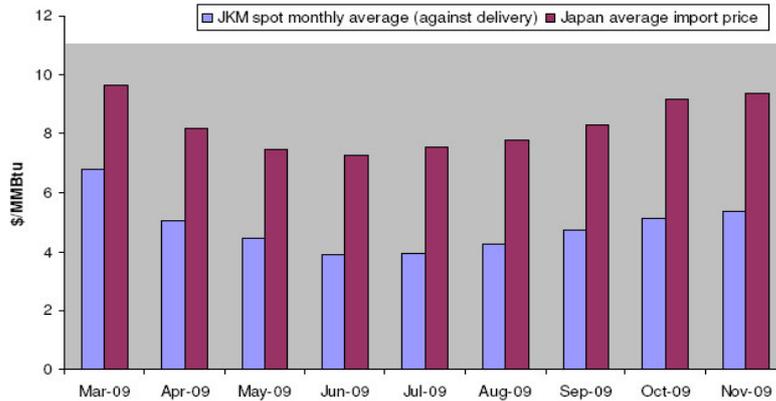
3.供給在 2013 年底之前仍持續成長

- 新供應計畫開始投產—俄國 Sakhalin、澳洲 NWS T5 及卡達 megatrains(指 7.8 百萬公噸/年以上之生產線)。
- 部分現有生產線產能下降抵銷新增供給量。
- 新供給量持續增加，且在未來 3 年將有更多供給量上來。



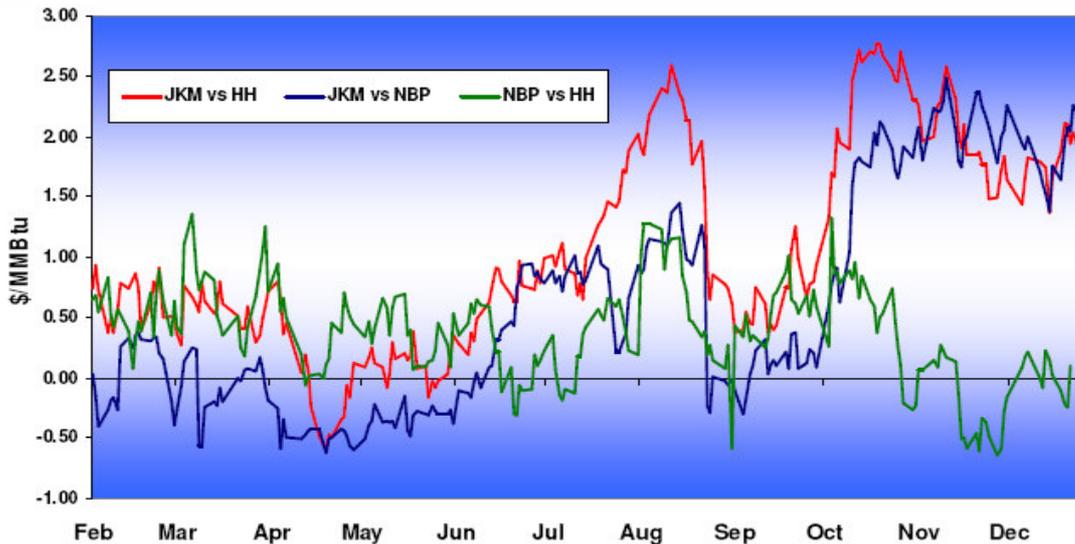
4. 處理供給過剩之市場機制

- 亞太地區低價現貨 LNG 吸引來自印度、中國甚至歐洲買家。
- 現貨天然氣價優於定期合約氣價，亦較其它燃料有競爭性，尤其是燃料油(但 2009 年上半年有部份 LNG 定期合約氣價高於燃料油價，從而打擊天然氣需求)。
- 低氣價不利生產，使市場逐漸恢復平衡。
- 下圖顯示 2009 年日本、韓國之月平均 LNG 現貨價格較日本 LNG 月平均進口價格為低，由此可推知 2009 年 LNG 現貨價格確屬低迷。



5. 需求回升

- 日本因地震導致部分核能機組停機而提升用氣需求。
- 隨著庫存下降及經濟復甦使得北亞 LNG 需求上升。
- 亞洲買家願意支付從大西洋兩岸轉運之較高價格，致使亞洲現貨 LNG 回復原有之溢價機制(如下圖所示)。



➤因美國為全球氣價最疲弱之地區之一，8-10月美國無進口現貨天然氣。

6. 未來展望：需求緩慢增加

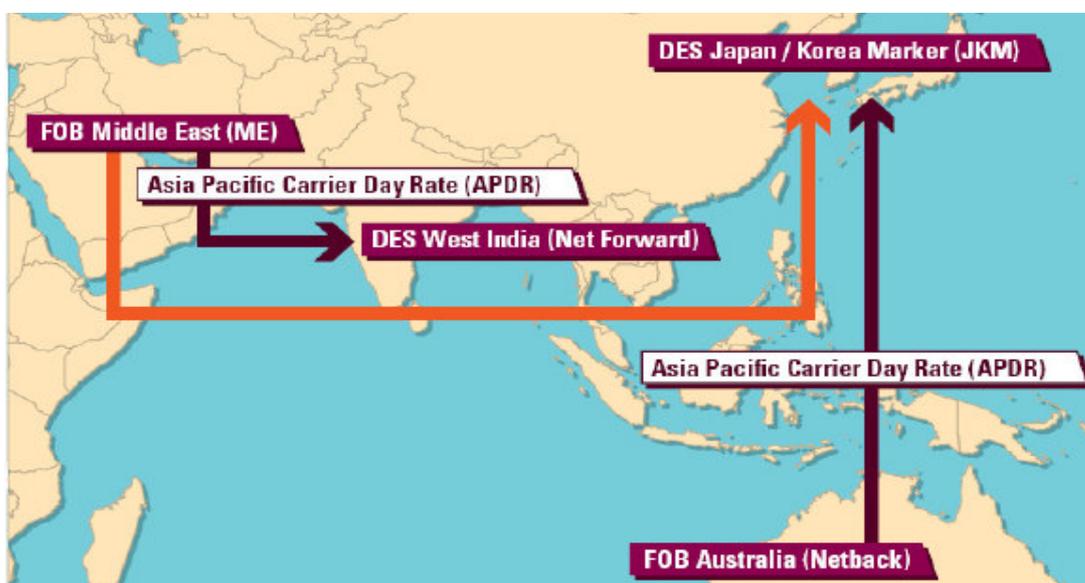
- 亞洲對現貨需求增加係因經濟復甦，而非氣候因素。
- 隨著油價持續上漲，LNG 相對燃料油具競爭性，但在亞洲能吸引多少燃料油用量轉換為 LNG 用量，目前仍未可知。
- 大西洋地區 LNG 庫存在冬季有大量提用，使得歐、美對 LNG 需求在夏季呈現增長。

(二) 2009 年的教訓

- LNG 船隨各地現貨價格變化朝最有效率的地區移動，有強勁的需求才會有溢價。
- 價格上漲導致市場能快速反映需求
- 現貨價格依當地情況，儘可能反映全球氣價(例如 NBP+2 \$US/百萬 BTU)，並非一個妥善的價格模型。
- 為使貨氣能運交到需求最高的地區，價格能見度愈趨重要。

(三) Platts 自 2009 年 2 月 2 日起推出日、韓上一個月 LNG 現貨抵岸價格(JKM)，作為亞太地區 LNG 現貨價格指標，隨後於 2010 年 1 月 8 日依不同地區推出各地區價格指標如下：

- FOB 中東：為於 Ras Laffan 或 Das Island 裝載，未來 25-45 天交貨的離岸價格。
- 西印度 DES：為 FOB 中東加計運費。
- FOB 澳洲：為日、韓 JKM 減運費。
- 下圖為 Platts 推出之全球各地區現貨氣價指標，其係 Platts 經與各地區之油氣供應商、天然氣進口商及公用事業用戶定期聯繫諮詢後所訂定。



十一、 其它簡報摘要

(一) FACTS 顧問公司常務董事 Dr. Jeffrey Brown 認為：

- 未來 OPEC 原油剩餘產能將從 3-4 百萬桶/日增加為 8-9 百萬桶/日，使得油價在 2013 年以前應該不會突破 100 美元/桶。

- 因為供應安全問題使得亞洲 LNG 相較於歐洲、美洲地區有溢價的情形，而無法使全球 LNG 價格趨向一致化(converge)。
- PNG、Gorgon 及 Arrow 煤層氣的加入使得卡達對氣價主導的影響力變小。
- 中國及印度已可忍受 10-12 美元/百萬 BTU 的氣價，每年分別可自市場吸納 32 百萬公噸及 9 百萬公噸。
- 為解決 CO₂ 排放問題，以天然氣發電計畫作為中期因應方案為全球趨勢(核能電廠興建須 12-15 年)。

(二) 美國 Chevron 天然氣部門副總裁 Mr. Patrick Blough 指出：

- LNG 雖然目前已全球化但仍尚未商品化。
- 大西洋岸過剩貨氣可由太平洋岸地區吸納。
- 長期天然氣買賣合約必須建立買賣雙方合作關係之信任機制。
- Gorgon 氣田未來將成為全球最大的 CO₂ 注氣貯存計畫，CO₂ 可存放指定地點成為累積資源。

(三) 非傳統天然氣如煤層氣(CBM)、頁岩氣及緻密天然氣(tight gas)，其蘊藏量有極大的開發潛能，且隨著能源價格上漲及技術問題克服，其開採之經濟性也隨之提升，其中北美(約 168 百萬公噸)、俄羅斯(約 115.5 百萬公噸)、中亞及中國(約 105 百萬公噸)之頁岩氣蘊藏量均十分龐大。

十二、與相關業者意見交流

(一) 中國「中海油氣電集團國際貿易公司」資源採購部總經理葉憶叔及貿易部貿易主管李源

中國大陸中海油(CNOOC)目前正計畫興建 4 座天然氣接收站，總營運量可達 16 百萬公噸/年(2009 年已達 9 百萬公噸/年，2010 年目標為 12 百萬公噸/年)。該公司對近期合約簽訂所提供之訊息：

- 中石油與 PNG 簽訂一斜率 0.1485、S-curve 且無上下限之 LNG 買賣合約。
- 台灣 CPC 則與 PNG 簽訂一斜率較陡之合約，斜率據傳為 0.15。
- 中海油與印尼 Tanguhh 之合約價格重議僅涉及上限部分，並無牽涉到原價格公式斜率(上限之調整由 20 美元/桶→30 美元/桶，氣價約相當於 3 美元/百萬 BTU)。
- 中海油與澳洲 NWS 之合約並無價格重議條款，因其簽約時間在 2000 年代初期之買方市場，氣價約為 3-4 美元/百萬 BTU。

因中海油簽訂上述低氣價之天然氣長約，因此可以接受進口部分高價現貨或長約天然氣。另外中海油與 BG 之 CBM 天然氣合約，其熱值約 8,900 kcal/m³，但中海油之氣渦輪機之設計已考量燃用低熱值氣源，故並無技術問題，未來本公司燃氣機組設計是否應考慮降低熱值規範，以使用 CBM 或其他低熱值氣源，值得本公司相關單位進一步探討。

(二) 美國「Sempra LNG 公司」Global Corporate Relations 副總經理 Michael A. J. Sliwowski

Sempra 在美西及墨西哥灣各有一個天然氣接收站，其中位於美西的接收站 50%的營運量已售予 Shell，即使未使用仍需支付 0.5 美元/百萬 BTU 之費用，另 50%則為接收 Tanguhh 供氣(未使用亦需付費)。另 Sampra 積極尋覓亞太買家進行換貨(swap)，以南韓為例，夏季時南韓可將長約貨氣運至 Sempra 的天然氣接收站，俾南韓可在其冬季尖峰負載時使用。

(三) 日本「三井公司」能源事業第二本部 LNG 第二事業部 LNG 下游事業室室長 Michiya Suzuki 及經理 Koji Amano

三井公司表示每年 11 月至隔年 3 月是東北亞地區冬季用氣尖峰，此期間韓國 KOGAS 約需採購 40 船現貨貨氣。日、韓冬、夏季之 LNG 季節性需求差異頗大。日本東京電力因 K-K 核能電廠三號機將於 2010 年 4 月重新運轉，加上經濟復甦緩慢，預期今年 3 月後日、韓 LNG 現貨需求量將轉為超寬鬆。

(四) 日本「丸紅商社」LNG 部 LNG 事業課經理 Makoto Sakuma、貿易課課長 Akihiro Nakahara 及天然氣事業開發部事業開發第一課 Junpei Shirashi

Mr. Sakuma 指出因氣源商的堅持，日本 LNG 契約皆採 JCC(日本原油進口價)連動，因貼近 Oil parity，氣價較高。而日本電力公司亦不太推拒，因其電價隨平均進口氣價浮動調整。另歐洲管輸天然氣大部分亦採油價連動。此外，他亦關切中油廖惠貞主任調離天然氣購運業務之職位對台灣在國際天然氣業界扮演之角色是否有弱化之虞。

十三、拜會新加坡 FACTS 能源顧問公司訪談紀要

FACTS 為一國際知名之石油、天然氣事業顧問公司，對亞太地區、中東地區、北美、歐洲等地之能源市場有深入研究，其研究報告廣為國際大型油氣公司，政府機構及電力、瓦斯公用事業所使用。職於本屆大會後次日前往該公司會晤油氣部門 Dr. Fesharaki Mr. Siamak Adibi、Mr. Ibnu Bramono、Dr. Jit Yang、Mr. Ruth Phua、Ms. Alexis Aik 等專業研究人員，以下為訪談概要：

1. 台塑及中油目前生產策略為提升輕質油煉製結構，惟受到全球輕質油產能增加而使其利潤(margin)下降；而韓國、伊拉克為亞太地區燃料油兩大主要供應來源，且據瞭解，目前只有本公司及夏威夷電力公司有採購低硫燃料油，因市場需求小。鑑於未來油品煉製結構朝輕質化發展之趨勢不變，進而壓縮燃料油產能，使得燃料油目前供應量亦逐年減少，越來越難採購，但也因燃料油產量下降而使價格上升，可能會造成輕質油及燃料油之間的價差逐漸縮小。
2. 巴布紐幾內亞 PNG LNG 公司與中油近期將簽訂一 LNG 買賣合約，據瞭解其公式斜率約為 0.1485，相較於卡達於 2007-2008 簽定的合約較具優勢(日本中部電力簽定一斜率 0.1725 之合約、韓國/中國各簽定一協率為 0.163 之合約)。澳洲的 Gorgon 及 Wheatstone 近期簽定之合約期計價公式中斜率為 0.1485 及 0.15。若澳洲新生產計畫順利投產，至少在 2015 年現貨市場氣價仍處於低迷狀態。

- 頁岩氣屬非傳統天然氣，其氣價只要在 3.7-4.9 美元/百萬 BTU 以上即可存活，在 5 美元/百萬 BTU 以下即可大量生產，且投資報酬率可達 10%。

肆、心得及建議事項

- 據瞭解，中油與巴布紐幾內亞 PNG LNG 公司簽署為期 20 年之 LNG 採購契約，每年將向 PNG LNG 採購約 120 萬噸 LNG，起運日期為 2013 年底至 2014 年間，氣源位於大洋洲的巴布紐幾內亞。其油價連動斜率約在 0.1485~0.15 之間，相對於兩年前卡達與其他買主所簽訂之 0.16~0.1765 區間的斜率已屬優惠。此外，國內天然氣氣源由現有之印尼、馬來西亞及卡達，再增加巴布紐幾內亞之氣源，有效分散天然氣供應來源，有助中油提昇其供應穩定性。
- 依 Stream 公司資料預測全球天然氣缺口約在 2015-16 年左右，但亞太地區自 2011 年起對 LNG 的需求量預期將超過現有合約承諾量，預估此短供缺口將自 2011 年約 10 百萬公噸/年擴大至 2015 年約 50 百萬公噸/年，因此其他天然氣市場之彈性 LNG 及現貨 LNG 將轉售至亞太地區，以平衡供需狀況。與會中大多人員認同 2010 年現貨 LNG 市場仍呈現較低迷之狀態，而目前國際燃料油價格已隨原油價格大幅上揚，因此預估未來一年內燃料油價格欲低不易，因此可推論亞太地區今年 LNG 價格相對於燃料油價格低廉，按此，本公司未來一年燃料油之發電成本將高於天然氣。受國內經濟向上反轉影響，本公司 2010 年度用氣需求量已由原先承諾中油之 494 萬公噸提升至 595 萬公噸，須額外增購約 101 萬公噸，已洽請中油以調整船期及(或)至國際市場採購配合供應，建議本公司未來一年在電力調度方面應儘可能再增加天然氣發電替代燃料油發電，以有效降低本公司整體油氣採購成本。
- 近幾年天然氣市場逐漸重視非傳統型天然氣，如煤層氣(CBM)、頁岩氣及緻密天然氣(tight gas)等，其蘊藏量有極大的開發潛能，且隨著能源價格上漲及技術問題克服，其開採之經濟性已隨之提升。俄國國營 Gazprom 油氣公司就曾表示頁岩氣將改變天然氣市場交易之面貌，若歐、美國、中國及澳洲等非傳統型氣源及時於全球 2015-16 年天然氣可能出現之缺口前開發、量產，將可避免低天然氣市場出現如 2007-08 全球供應緊俏之情況。

前述非傳統型天然氣中，預計 2014 年左右投產之澳洲昆士蘭 CBM 生產 LNG 之計畫(如 Fishman Landing LNG 生產計畫 及 Curtis Island LNG 生產計畫)規劃年產量高達 4,500 萬公噸，將會是非傳統型天然氣生產 LNG 之主角，基於澳洲政經情勢穩定，且與我國有地利之便，建議未來本公司新建機組可評估燃用該等天然氣(熱值約 8,900 kcal/m³，較台中接收之卡達天然氣熱值為低)之可行性，本公司宜密切注意其發展，俾供未來採購天然氣之參考。

- 四、新加坡天然氣需求量約 6 百萬公噸/年均以管輸進口，該國於 2006 年才決定進口 LNG，並規劃興建第 1 座天然氣接收站(3 百萬公噸/年)；另泰國亦才開始進口 LNG，且數量不大；此兩國與亞太主要 LNG 出口國印尼均躍躍欲試著手規劃成為亞太地區 LNG 交易中心。反觀台灣前年(民國 97 年)進口 LNG 即達 9 百萬公噸，未來需求亦不斷成長，雖然受限於無法透過管輸方式採購天然氣與 LNG 相互備援，而不能作為亞太 LNG 交易中心之夢，惟以發電部門而言，目前 LNG 需求量皆已高過前述三國且將有所成長，著實應積極朝營運自主方向規劃，包括參與 LNG 卸、輸、儲等基礎建設，以及自行進口 LNG 等。
- 五、全球暖化致使各國逐漸重視節能減碳之重要性，本次會議中與會人員對天然氣屬現階段過渡型(transition)燃料或是終極燃料(destination)之看法有些分歧，惟平心而論，就發電部門而言降低 CO₂ 排放無法排除增建核能電廠這選項，惟興建核能電廠從規劃、招標、簽約、興建至商轉約需耗時 13-15 年，換言之，未來約 15 年內僅能仰賴增加燃氣發電來降低 CO₂ 排放，天然氣仍將扮演吃重之角色，其後則需視核能發電復甦之力道而定。有鑒於此，本公司在規劃天然氣使用方案時，除考量現階段節能減碳口號下，因應電力需求成長須與中油密切配合，俾加強其天然氣基礎建設及掌握市場採購天然氣時機，以確保本公司供電安全，亦須考量新建核能機組對本公司長期天然氣需求之抑制。亦即，在長期天然氣需求之估算及合約承諾量上應考量此種不確定因素，避免發生天然氣合約量高於需求量之窘境。此外，若本公司追求營運自主下，進行輸、儲設施之投資，亦應考量前述因素。
- 六、隨著中東以及亞太各國大幅增加煉油設備以及陸續完成煉油設備之去瓶頸化工程，未來亞太地區燃料油之供應量將逐步減少，且低硫燃料油之供應成本將逐步上揚，建議本公司未來評估協和電廠燃料油機組之延役計畫時，亦應將此未來國際燃料油市場之供應趨勢納入考量。