

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：出席「2012 年全球液化天然氣亞太高峰會議」

頁數 32 含附件 是 否

出國計劃主辦機關/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

方秀齡/台灣電力公司/燃料處/組長/23666741

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他(國際會議)

出國期間：

101.9.10--101.9.14

出國地區：

新加坡

報告日期：

101.11.8

分類號/目

關鍵詞：液化天然氣、非傳統天然氣、會議

1. 全球液化天然氣亞太高峰會議為年度會議，會議內容涵蓋全球及區域性天然氣和 LNG 需求、全球 LNG 生產與供應能力、LNG 貿易中的價格與風險、全球 LNG 產業的創新與發展、LNG 供應鏈管理、天然氣定價、LNG 風險管理及開發專案融資、LNG 運輸以及探討非傳統天然氣之勘探與生產、最新發展及未來前景等相關重要議題。每年均有 300 多名來自國際液化天然氣產業的商業領袖與決策人士參加，出席本會議，除能即時掌握國際液化天然氣市場供需情勢及發展策略，有效蒐集最新 LNG 市場價格及未來供需趨勢資訊，藉由與出席代表相互交換市場資訊及營運經驗之機會，亦可建立本公司與國際 LNG 產業之人脈關係，有助於本公司未來研擬天然氣營運策略，以及與台灣中油公司進行天然氣採購契約之談判以及契約價格重議之協商等，對確保本公司發電用天然氣供應之安全性及經濟性當有助益。
2. 全球天然氣市場需求成長持續強勁，惟在新增液化能力有限、新開發計畫延期以及東南亞傳統 LNG 出口國出口量下降的情況下，未來 3-4 年全球 LNG 供需平衡將趨於緊張。而近期非傳統天然氣的迅速發展，正可緩解天然氣供應的壓力，如澳洲幾個新開發煤層氣計畫，美國頁岩氣出口計畫，將對世界 LNG 格局產生重大改變。預期 2016 年以後，澳洲、美國、加拿大及東非等興建中及規劃中之 LNG 開發計畫加入供應鏈後，全球 LNG 供應將較為寬鬆。
3. 隨著頁岩氣的開發全面崛起，造就了美國在國際天然氣市場耀眼的地位，美國頁岩氣資源豐富，近年來在技術不斷創新、配套政策的完善發展過程，頁岩氣產量大幅增加，使美國超過俄羅斯成為全球天然氣第一大資源國和生產國。北美頁岩氣的蓬勃發展大大改變了全球 LNG 的市場前景，北美供應充裕且價廉的天然氣，使很多能源企業都想抓住這個盈利的機會，啟動美國 LNG 開發計畫，讓高氣價的亞洲國家看到了希望，美國若能實現 LNG 出口，歐洲方面亦可直接跨過大西洋自美國進口天然氣，將可緩解歐洲對俄羅斯天然氣的依賴。
4. 除了北美以外，全球其他地區如亞洲、北非、南美洲、歐洲、澳洲和中東等地，亦有非常豐富的非傳統天然氣蘊藏，隨著北美非傳統天然氣的開發，全球掀起了對非傳統天然氣開發熱潮。目前，多數國家頁岩氣勘探開發尚處於起步階段，同時亦面臨著技術、成本和環保等方面的壓力和挑戰，惟可預期的是，亞太地區將帶動全球天然氣需求成長，為非傳統天然氣創造市場機會，並推動著全球非傳統天然氣產業的快速發展，非傳統天然氣開發計畫，將提供安全、可靠、經濟的供應來源。

本文電子檔已上傳至出國報告資訊網(<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

行政院所屬各機關出國報告  
(出國類別：開會)

## 出席 2012 年全球液化天然氣亞太高峰會議

(World LNG Series Asia-Pacific Summit 2012)

服務機關：台灣電力公司

出國人 職 稱：燃料處油氣組長  
姓 名：方秀齡

出國地區：新加坡

出國期間：101.9.10-101.9.14

報告日期：101.11.8

# 目 錄

壹、出國緣起與任務.....	1
貳、出國行程.....	2
參、工作內容.....	3
<b>I、出席 2012 年全球 LNG 亞太高峰會議.....</b>	<b>3</b>
一、 因應亞太地區 LNG 的長期需求.....	4
二、 中期 LNG 市場展望.....	6
三、 北美非傳統天然氣如何衝擊亞太 LNG 產業.....	8
四、 開啟亞太地區非傳統天然氣機會和挑戰.....	11
五、 LNG 市場新供應選擇.....	13
六、 加拿大 Kitimat LNG 開發計畫.....	15
七、 東非新興 LNG 開發計畫-Mozambique LNG.....	17
八、 傳統 LNG 買家於改變中市場面臨的挑戰及因應之道.....	19
九、 探討 LNG 訂價機制.....	22
十、 日本新能源政策.....	24
<b>II、拜會 Shell Eastern Trading (Pte) Ltd.....</b>	<b>27</b>
肆、心得及建議事項.....	29
附件、2012 年全球液化天然氣亞太高峰會議議程	

## 壹、出國緣起與任務

2012 年全球 LNG (即液化天然氣)亞太高峰會議係由 CWC Group 主辦，於 101 年 9 月 10-13 日在新加坡舉行，為 LNG 和天然氣產業之大型國際活動，與會者來自全球 LNG 供應鏈，包括主要 LNG 供應商及主要進口商、電力公司、LNG 顧問公司、政府能源部門、LNG 接收站經營者、LNG 船運以及投資開發銀行等業界主管及專家。

本次會議共進行兩天，議題涵蓋 LNG 市場面及商務面，內容包括全球策略及適應時代變遷、新興 LNG 買方對市場之衝擊、需求下降所造成的衝擊及未來展望、亞洲供應動態之演變、新興供應商對亞洲市場之衝擊及其在全球市場扮演之角色、頁岩氣及煤層氣之發展近況、全球及亞洲 LNG 交易的轉變及其對未來 LNG 交易之影響等。出席本會議除能掌握國際天然氣/LNG 供需現況及各國未來數年間訂定天然氣發展策略，更能藉與眾多 LNG 供應鏈廠商及終端使用者相互交換市場資訊及營運經驗之機會，建立本公司與國際 LNG 產業之人脈關係，對本公司增進對國際 LNG 市場發展之掌握應有所助益；除此之外，出席本會議尚可蒐集國際 LNG 市場供需最新發展及最新市場訊息，進而評估台灣中油至現貨市場採購價格之合理性，對本公司未來與台灣中油談判增用量氣價時應有助益。

此行除參加本次會議外，擬順道拜會 Shell Eastern Trading (Pte) Ltd，與渠交換對全球天然氣供需及價格趨勢之看法，以做為本公司天然氣營運之參考。

## 貳、出國行程

- |                   |   |
|-------------------|---|
| 101.9.10—101.9.10 | 往程（台北—新加坡）  |
| 101.9.11—101.9.12 | 出席 2012 年全球 LNG 亞太高峰會議<br>(World LNG Series Asia-Pacific Summit 2012) |
| 101.9.13—101.9.13 | 拜會 Shell Eastern Trading (Pte) Ltd                                    |
| 101.9.14—101.9.14 | 返程（新加坡—台北）  |

## 參、工作內容

### I、出席 2012 年全球 LNG 亞太高峰會議

全球 LNG 亞太高峰會議每年於新加坡舉行，由 CWC Group 主辦，本次會議為第 4 屆，與會者主要來自各國政府能源部門、全球知名油氣能源公司、LNG 生產設施供應商、電力公司、投資銀行、市場顧問、法律事務所、LNG 船運公司以及天然氣相關設備公司等產業界主管及專家，計有來自 30 個國家及地區的 300 多名代表參加。連結國際主要買方及賣方平台，提供最新產業資訊，傳遞策略技術資訊，並分析行業挑戰和機遇，為全球天然氣行業一大盛會。

會議型式主要以專題演講為主，輔以議題討論方式，為期 2 天的大會圍繞「亞太地區 LNG 產業如何因應全球天然氣市場的改變」、「非傳統天然氣如何衝擊亞太 LNG 產業」、「傳統 LNG 買家於改變中市場面臨的挑戰及因應之道」、「新興 LNG 市場潛力」、「LNG 新技術的應用」、「新供應來源如何影響全球 LNG 產業」等 6 大議題展開，並就「因應 LNG 短期供需不平衡之衝擊」、「經由彈性交易模式及訂價策略創造買賣雙贏策略」舉行 2 個專題論壇。專題演講嘉賓由行業協會、國際石油公司和國家石油公司的首席執行官等高級管理人員擔任；另於會場外並同期舉行小型行業會展；會議結束前大會又特別安排“圓桌會議”，提供與會代表面對面進行廣泛深入的交流和探討，相互交換市場資訊及營運經驗，整個會議之議程詳如附件所示。

以下謹將本會議重點內容摘述如下，供本公司天然氣營運之參考。

## 一、因應亞太地區 LNG 的長期需求

### (一)天然氣需求成長強勁

未來幾年，全球天然氣需求仍將大幅成長。各國政府在能源政策中對清潔能源使用的重視，將成為帶動全球天然氣需求大幅成長的主導因素，預估未來 10 年全球天然氣需求年平均成長率達到 2.6%。

1. 中國：全球天然氣需求成長最受到矚目的國家，其年成長率高達 11.2%，而其所在的亞洲地區需求成長亦不容小覷，扣除中國的平均年成長率仍有 3.3%。
2. 中東及非洲：平均年成長率高達 4.4%，是全球需求成長最大的地區，惟該地區產氣量亦相當大且多屬天然氣可自足，甚至可以出口的地區。
3. 北美：天然氣耗用量最大的地區，主要來自美國，預估未來天然氣耗用量仍將持續增加。
4. 南美：巴西、阿根廷、智利等國的天然氣需求亦明顯增加。

### (二)LNG 帶動天然氣產業的成長

目前全球天然氣交易有兩種方式：管輸及 LNG 方式。以 2010 年全球天然氣消費分析，國內用氣皆屬管輸用氣，占比 69%，而國際間的管輸交易占比 22%，剩餘 9%為 LNG 交易。LNG 交易占比雖小，但全球天然氣市場正從區域化走向全球化之趨勢。

LNG 進口國對天然氣的需求仍持續成長，因此未來全球 LNG 交易量將持續成長。在高成本的壓力下，LNG 產業仍以超越整個天然氣市場的成長速度在發展，不斷擴大的 LNG 產能將孕育出更加國際化和競爭化的市場。

預估 LNG 在全球天然氣占比將從 2010 年 9%成長至 2025 年的 14%。

### (三)亞太地區供需天然氣

未來幾年，由於天然氣的需求增加將大於供應增加，全球 LNG 市場仍呈現緊澀趨勢，興建中供應計畫預計在 2016 年才可能投產。

以亞太地區而言，2020 年天然氣供需缺口約 55 百萬公噸(mt)，2025 年供需缺口將增加至 155mt。

### (四)新供應來源-美國 LNG 出口前景

#### 1.美國 LNG 出口產能：

過去 10 年間，全球天然氣市場起了重大變化，特別是美國頁岩氣蓬勃發展改變全球 LNG 市場的前景，使美國氣價成為全球最低

廉，並加大與國際 LNG 價格差距，吸引許多能源企業想抓住這個盈利的機會，積極推動美國 LNG 出口。下圖為美國幾個主要的 LNG 出口計畫及其投資者，其產能規劃高達 61mtpa 以上：

## 2. 限制美國 LNG 出口的因素

許多國際能源公司業已付諸行動，積極向美國政府申請天然氣出口許可，並敦促當局在批准 LNG 出口方面採取更積極的動作，認為 LNG 出口可以加快自由貿易並創造更多就業。此前景看似大好，但反對聲浪卻也不絕於耳，朝野各界正為美國到底該不該出口天然氣激烈辯論，美國能源部(DOE)也依照美國聯邦法律規定，刻正評估 LNG 出口對美國國內天然氣價格及 GDP 之影響，以及是否符合國家利益，該評估報告原預定在夏季結束前出爐，但預計延至今(101)年年底完成。

美國反對出口 LNG 的理由歸納如下：

- (1) 衝擊國內氣價：以天然氣為原料或能源的製造業競爭力正強，民眾也享受著燃氣發電的低廉電價，如果實現出口 LNG，將推高美國國內天然氣價格，從而給工業活動帶來負面影響，也帶來民眾反彈。
- (2) 環保的擔憂：美國天然氣的開發會加速水力壓裂技術的應用，可能污染地下含水層，加上勘探與開採過程中會排放危害性溫室氣體-甲烷，增加環境污染。
- (3) 石化業界的阻撓：天然氣不僅是燃料，同時也是重要的石化原料，將過剩的頁岩氣引入石化領域，業界將因成本低廉而取得國際競爭優勢，如果推動 LNG 出口，成本優勢不再。

## 3. 市場對美國 LNG 出口的看法

為消化國內生產過剩的天然氣，美國出口 LNG 應是不可避免的選擇，惟面臨著國內政治壓力和產業衝擊，美國 DOE 和聯邦能源監管委員會(FERC)該如何批准 LNG 出口，引發全球密切關注。

### (五) 亞太 LNG 需求缺口 V.S. 美國 LNG 出口

2020 年及 2025 年亞太 LNG 供需缺口分別為 55mtpa、155mtpa。從供應面來看，北美以外新一波天然氣供應量預計出現在 2015 年，而美國頁岩氣的出口預計最快在 2015 年以後才開始顯現，美國 LNG 出口將可彌補北美以外地區增產的不足。

### (六) LNG 合約數量與價格

1. 在 2012 年執行中的 LNG 合約，合約數量以 1~2mtpa 為大宗；另近來簽署的長期合約，其價格約在 13~14 美元/百萬 Btu。
2. LNG 開發計畫投資金額龐大，開發時程長，國際 LNG 市場以長

期合約交易為主，買賣雙方多簽訂 20 年長期合約，惟近年來，亞洲買家已開始對 20 年長約抱持審慎態度，有些買家希望將合約期限限縮在 5~7 年甚至是 2~3 年，以增加合約供應彈性。

(七) 結論：

1. 天然氣需求將持續成長。
2. 為滿足需求成長，LNG 的重要性日增。
3. 亞太地區為趨動 LNG 需求成長的關鍵因素。
4. 美國 LNG 出口不太可能解決全球長期需求問題。
5. 美國 LNG 出口的限制及延遲，將延長供應緊澀期間。

## 二、 中期 LNG 市場展望

### (一) LNG 短期疲軟，但中期基本面有支撐

1. 在 2011~2012 年上半年亞太地區需求依然強勁，市場供應吃緊，來自中東及大西洋區轉供貨氣創歷史新高，日韓現貨價格一度高達 18 美元/百萬 Btu。
2. 近幾個月來市場趨於疲軟，原因如下：
  - (1) 2012 年 3~6 月油價下跌，低廉的油價抑低天然氣需求。
  - (2) 印度新的氣化設施延遲運轉，貨氣採購不如預期。
  - (3) 中國短期經濟疲軟，加上水力發電多，導致天然氣需求下降。
  - (4) 日、韓夏季氣候溫和，庫存充裕。
  - (5) 日本實施節電措施，因應核能供電缺口。
3. 北半球即將進入冬季，預期現貨價格可能走揚，中期基本面仍有支撐。

### (二) 2012-2014 年間 LNG 市場供應緊澀

1. 在 2012~2014 年因新一波供應尚未加入，淨供應僅增加約 2mtpa，相較 2009~2011 年之 >25mtpa 為少，預期市場供應吃緊。
2. 新 LNG 開發計畫在 2015~2017 年以後才會陸續上來。
3. 有些新增產能將供應國內需求成本，不會加入 LNG 供應行列，如阿爾及利亞。
4. 有些 LNG 新開發計畫可能延遲，如澳洲一些煤層氣轉製 LNG 開發計畫以及 PNG LNG 開發計畫。

### (三) 中期展望的風險

1. 全球經濟存在非常大的不穩定性：由於歐債危機愈演愈烈，美國經濟復甦速度減緩，加上新興市場國家如中國、印度及巴西經濟降溫等諸多不利因素交互影響，導致全球貿易、投資、生產與消費均受影響。

2. 日本核能機組是否恢復運轉及其前景仍有重大不確定性。
3. 原油價格未來趨勢、特別是高油價將影響 LNG 價格及衝擊價格敏感度高市場。
4. 由政治不穩定國家出口 LNG 有額外的風險，且有些出口國將優先供應國內市場，以因應國內需求成長。
5. 預計加入供應的 LNG 開發計畫，如澳洲煤層氣開發計畫，若延遲將出現突然增加供應的風險。
6. 潛在的北美出口計畫若延遲取得融資及許可，將影響未來供應。
7. 各種不同結果均可能使預期 2016~17 年市場達均衡提前或延後。

#### (四) LNG 市場前景看漲

過去幾年，全球 LNG 供應量不斷增加，LNG 的買家也在增加，LNG 進口國從 2000 年的 10 個成長到 2010 年的 23 個，預計 2020 年將有 35 個，LNG 出口國則從 2000 年 13 個成長到 2010 年的 21 個，預計 2020 的年將有 25 個，顯示出 LNG 改變天然氣只依賴管輸的傳統格局，進而打破現在天然氣區域市場的格局。

#### (五) 結論：

1. 短期市場疲軟綜合因素為：經濟成長趨緩、低油價促使燃料替代及氣候溫和等。
2. 假設經濟成長趨緩為暫時性，從供需基本面來看，顯示 2015 年以前供應吃緊。
3. 2015 年以後新的供應才會加入市場，供需平衡。
4. LNG 產業前景繁榮。

### 三、北美非傳統天然氣如何衝擊亞太 LNG 產業

#### (一) 北美 LNG 計畫

##### 1. 美國

(1) 目前美國 LNG 出口計畫有 13 個之多，其中有半數以上已獲得美國 DOE 核准可出口至 FTA 國家，剩餘之申請許可恐須延至 2012 年 11 月美國總統大選後才能定案。

(2) Sabine Pass LNG 出口計畫：Cheniere 所主導的 Sabine Pass LNG 計畫不僅獲 DOE 核准可出口至 FTA 國家及 non-FTA 國家，且獲美國 FERC 核准興建，成為美國第一個獲得擁有出口全執照的 LNG 計畫，該計畫於 2012 年宣佈最終投資決定(FID)，預計於 2016 年開始營運。目前 Sabine Pass LNG 計畫已與 BG、韓國 KOGAS、西班牙 Gas Natural Fenosa、印度燃氣公司 GAIL 等簽訂長期合約。

##### 2. 加拿大

受到美國頁岩氣大量生產的影響，加拿大天然氣管輸至美國之出口量大為減少，使其亦將目標轉向高氣價的亞太市場。加拿大預定在太平洋海岸建造 5 個 LNG 出口計畫，其中 BC LNG 及 Kitimat 2 個 LNG 開發計畫已通過加拿大國家能源委員會(NEB)的審核，取得 20 年的 LNG 出口許可證，另 Shell LNG 正由 NEB 審核中。

#### (二) 北美 LNG 出口計畫供應潛在問題

1. 目前美國天然氣生產有 25% 來自頁岩氣，預計 2035 年美國天然氣產量將有 80% 來自非傳統天然氣，但國內需求量多少？價格為何？
2. 目前向 DOE 申請出口至 FTA 及 non-FTA 國家的產能約 150mtpa，核發可出口至 non-FTA 國家僅有 Sabine Pass 出口計畫，其他計畫申請出口 non-FTA 國家有 8 個正進行複審中，最後通過審核有多少出口量？
3. 美國天然氣鑽井、生產成本是否能維持目前水準？
4. 美國 LNG 出口申請對國內氣價衝擊有多大？
5. 美國頁岩氣開發恐無法填補全球 LNG 供應缺口。

#### (三) 至 2015 年未來氣價趨勢

1. 日本、韓國市場(JKM)價格係與原油價格(如 JCC)連動，隨油價持續漲跌而變化，目前氣價公式約 14~15%JCC 加上 0.60 美元/百萬 Btu。
2. 近年來美國受頁岩氣產量大增影響，天然氣供過於求，Henry Hub 指數氣價走跌，惟隨著 LNG 出口，未來 Henry Hub 氣價應會

略為上揚。

3. 歐洲天然氣供應主要係來自俄羅斯及中東管道天然氣，缺口再以 LNG 補足，其氣價介於美國與亞太地區之間。

#### (四) 巴拿馬運河擴建計畫

巴拿馬運河連接太平洋和大西洋，是重要的航運要道，其刻正進行航道拓寬及浚深計畫，為巨型貨輪的通過預做準備。此為巴拿馬運河自 1914 年通航以來首次的大型擴建，將耗資 50 億，預計 2015 年完工，全球貿易版圖路線將隨之改變，未來對 LNG 航運之影響如下：

1. 便利 LNG 船之通行：

目前現有 LNG 船型較大，僅約 10% 之 LNG 船可通過巴拿馬運河，將來擴建計畫完成後，可通船噸 145,000-173000m<sup>3</sup>LNG，現有 89% 之 LNG 船均將可通行運河。

2. 航程縮短：

- (1) 從墨西哥灣到亞太(中國>南韓>日本)
- (2) 從祕魯到北美墨西哥灣及加拿大)
- (3) 從墨西哥灣到智利

3. 通行費：

自墨西哥灣沿岸之 LNG 出口計畫，船運將仰賴巴拿馬運河，須考量航運成本。巴拿馬運河當局正研擬對自墨西哥灣運往東亞的 LNG 船徵收額外費用。

#### (五) 結論

1. 北美 LNG 開發計畫對供應衝擊

- (1) 保守估計 2020 年北美 LNG 產量可達 40mtpa，其中至少一半 20mtpa 市場鎖定亞太地區。
- (2) 北美新開發 LNG 計畫雖可增加供應來源，惟 40~50mtpa 僅占全球 11~14% 產量，影響全球供應有限。
- (3) 北美若實現 LNG 出口，歐洲可跨過大西洋從美國進口天然氣，可緩解歐洲對俄羅斯天然氣的依賴。

2. 北美 LNG 開發計畫對價格衝擊

- (1) 已簽訂的新長約以 Henry Hub 指數為基準價格，亞太市場買方也希望以 Henry Hub 指數為基準價格，推測亞太市場部分新長約可能使用與 Henry Hub 指數加上油價指數連動的計價方式。
- (2) Henry Hub 價格對計價公式及氣價的重要性是逐漸增加或僅為

次要因素，將視 2016-2024 年 Henry Hub 價格變化。

- (3) 買方採購策略：定位預期 2017 年以後有低成本 LNG 是相當冒險的論點，將面臨相同的價格壓力，但 LNG 相較於油仍比較具有價格上的優勢。
  - (4) 由於市場結構及契約本質不同，以 Henry Hub 計價可能僅占買方供應來源之 10%，對全球氣價衝擊有限。市場可能回歸現貨市場機制。
  - (5) 目前市場多協商 2 或 3 年合約及長約，不太有中期合約協商。
3. 巴拿馬運河在 2015 擴寬之後，全世界 89% 的 LNG 船將由此通過，大幅降低運輸成本，可使美國 LNG 出口在亞洲更具競爭力。

## 四、開啟亞太地區非傳統天然氣機會和挑戰

### (一) 全球非傳統天然氣資源及生產量

頁岩氣、煤層氣與緻密砂岩氣構成三大非傳統天然氣，儲量豐富的非傳統天然氣主要分佈在北美(美國及加拿大)、亞洲(中國、印度及印尼)、非洲(阿爾及利亞及南非)、南美洲(哥倫比亞及阿根廷)、歐洲(英國、法國、德國、波蘭、烏克蘭等)、澳洲和中東(阿曼)等地。目前有商業生產地區僅北美，其他地區有少量生產在亞洲、南美洲、澳洲及中東，但產量都不到北美地區產量的 10%。

### (二) 澳洲煤層氣的順利開發將使成為全世界第一大 LNG 出口國

目前澳洲 NWS LNG、Darwin 及 Pluto 等 LNG 計畫已營運，合計產能約 25mtpa，目前興設計畫，除西澳的傳統天然氣開發計畫 (Gorgon、Wheatstone、Prelude、Ichthys 計畫，合計約有 36mtpa 產能)，還有澳洲煤層氣轉製 LNG 開發計畫將近 30mtpa 的產能，如果都能順利開發將使成為全世界第一大 LNG 出口國。

澳洲煤層氣轉製 LNG 開發計畫主要集中於昆士蘭州，目前有 Queensland Curtis LNG(QCLNG)、Gladstone LNG(GLNG)、Australia Pacific LNG(APLNG)、Arrow LNG 等 4 大計畫。

### (三) 北美頁岩氣快速起飛，超過 1,000 億美元資金投入非傳統天然氣的開發

北美地區非傳統天然氣資源蘊藏豐厚，加上開發技術獲得明顯突破並日趨成熟，特別是美國的頁岩氣實現大規模商業化開採，使得天然氣供應顯著提高。

1. 美國近年來在技術不斷創新、配套政策的完善的發展過程中，頁岩氣產量大幅增加，並使美國超過俄羅斯成為全球天然氣第一大資源國和生產國，基本實現自給自足。
2. 加拿大是全球第 3 大天然氣生產國，僅次於美國和俄羅斯，正積極開發 British Columbia 省東蘊藏豐富的頁岩氣。

### (四) 中國在非傳統天然氣資源開發有潛力超越美國

中國有豐富的非傳統天然氣資源(包含煤層氣及頁岩氣) 具有相當開發有潛力，惟實際開採技術發展尚處於起步階段，加上國家發展和改革委員會(NDRC)態度謹慎及保守，開發許可的核發進度十分緩慢，且由國營公司主導基礎設施並獨占管道輸送系統，預期中中國非傳統天然氣大量開發非短期可成，應是 2020 年以後的事。

### (五) 結論

1. 亞太地區將帶動全球天然氣需求成長，為非傳統天然氣創造市場機會。

2. 北美及澳洲為非傳統天然氣主要開發據點，惟亞洲地區如中國、印度未來則有相當的實質潛力。
3. 政策制定者及政府需要扮演一重要角色，以開啟亞太地區的潛力，否則北美成功的經驗很難在亞洲複製。
4. 亞太市場具龐大商機，幾個非傳統天然氣開發計畫，將提供安全、可靠、經濟的供應來源。

## 五、LNG 市場新供應選擇

### (一) 中期供應展望

1. 因 2008 年全球金融風暴及美國非傳統天然氣量產，2012-2014 年僅 5 條液化生產線加入營運(其中 2 條生產線在亞太地區)。
2. 有 1 條生產線應會停止生產(阿爾及利亞)。
3. 全球 LNG 市場自 2012 年開始趨於緊澀。

### (二) 長期 LNG 供應展望

4. 太平洋地區：特別是澳洲將為主要供應者，澳洲天然氣儲量豐富，是全球第 4 大 LNG 出口國，LNG 產業快速發展，未來幾年，澳洲可望超過卡達成為全球最大的 LNG 出口國。
5. 中東：未來幾年應無擴建或新開發計畫，卡達目前全球最大的天然氣出口國。

### (三) 澳洲 LNG 開發計畫展望

1. 澳洲政經情勢穩定，且地理位置距天然氣需求高的亞洲買家較近，為主要供應來源。自 2009 年 9 月起澳洲有 14 條生產線獲准興建，表示約 62mtpa 液化產能建造中。
2. 全球 10 大建造中 LNG 開發計畫中有 7 個在澳洲。澳洲目前已是全球第 4 大天然氣出口國，建造中 LNG 開發計畫一旦完工，預計 2018 年澳洲將超越卡達成為全球最大天然氣出口國(擁有約 80mtpa 液化產能)，2030 年市場占有率將達 22%。
3. 估計在 2020 年生產的 20mtpa 尚未簽訂合約，到 2030 年的生產量尚未簽訂合約者更高達 50mtpa。
4. 澳洲 LNG 開發計畫在資金成本增加、人工短缺等壓力下，時程可能延遲，屆時全球市場將更緊俏。

### (四) 北美液化計畫展望

1. 北美液化產能預計到 2030 年將占全球 9%。
2. 美國未來幾年，美國將成為全球備受矚目的 LNG 出口國。
  - (1) 有 15 個 LNG 出口計畫向 DOE 申請出口許可，產能計 145mtpa，但能夠出口應該僅一小部分。
  - (2) 自 Sabine Pass 計畫出口之 LNG 將以 Henry Hub 指數計價，且主要運往亞洲(印度 GAIL、韓國 KOGAS....)，有限的數量不可能在結構上影響亞太傳統與油價連動之長期契約。
3. 加拿大
  - (1) 已宣佈 5 個 LNG 開發計畫(超過 40mtpa 液化產能)。

- (2) 政府強力支持。
- (3) 穿越洛磯山脈輸氣管道將耗費鉅資，基礎設施待開發。
- (4) LNG 出口目標鎖定高氣價的亞洲市場(Petronas 及 PetroChina、KOGAS、日本 Mitsubishi.....)。
- (5) LNG 賣方尋求與油價連動計價。

(五) 各地區新開發計畫運送至亞太地區競爭力

1. 澳洲：資金、固定資產等成本增加、人工及技術人員短缺及環保法規嚴苛等因素，導致開發時程延遲。
2. 北美：如巴拿馬運河擴建完成，將可降低自墨西哥灣運輸成本。
3. 加拿大：擁有出口 LNG 到亞洲的地理優勢，惟須投入高額成本建設基礎設施。
4. 東非：與加拿大相同需投入高額成本建設基礎設施，加上地理位置較遙遠，海域海盜猖獗，有安全之虞。

(六) 結論

1. 開放的市場及多樣化的供應，將給全球及亞洲市場提供更多的天然氣資源。
2. 新來源及新市場的加入，未來 10 年全球天然氣市場競爭激烈。
3. LNG 需求的強勁成長，確保天然氣在新興市場的吸引力。

## 六、加拿大 Kitimat LNG 開發計畫

加拿大天然氣蘊藏及產量皆相當豐富，原大量以管輸方式出口至美國，但因美國國內頁岩氣的成功開發，天然氣產量大幅增加，對加拿大的天然氣需求急速減少，能源開發商因此開始將天然氣出口目標轉向利潤更高的亞洲市場。

Kitimat LNG 開發計畫為加拿大 5 個 LNG 出口計畫之一，已獲國家能源委員會(NEB)核准 20 年之出口許可證。

### (一) Kitimat LNG 出口計畫合作夥伴

由 Apache Canada (40%)負責營運及主導銷售，其餘股東為 EOG Resources Canada LNG(30%) 和 Encana Kitimat LNG (30%)組成合資公司聯合投資 50 億美元進行開發。

Apache Canada 是 Apache 位於加拿大地區的子公司，是加拿大最大的油氣勘探和生產公司之一。

EOG Resources Canada 是 EOG Resources 的全屬子公司，EOG Resources 是美國最大的獨立油氣公司之一。

Encana 是加拿大天然氣主要的生產者。

### (二) Kitimat LNG 開發計畫：

1. LNG 廠位於加拿大西岸英屬哥倫比亞省 Kitimat 港口附近 Bish Cove 的 Douglas Channel 沿岸。
2. 地理位置距溫哥華以北大約 650 公里
3. 規劃有 2 條生產線，每 1 條生產線產能 5.5mtpa
4. 富饒的氣源來自 Western Canadian Sedimentary Basin，其天然氣蘊藏量有 1,000TCF。
5. 鋪設寬 42 吋長 463 公里的輸氣管線

### (三) 計畫設施及運輸：

1. 從氣源區的餉氣量每天約 1.4Bcf，2 個各 190,000m<sup>3</sup> 儲槽。
2. 港口規劃營運 40 年以上，為深水港，全年不結冰，靠卸之 LNG 船型可達 220,000 m<sup>3</sup>。
3. Kitimat LNG 開發計畫距離東京約 3,900 海浬【1 海浬(nm) = 1.852 km】，至東北亞航程約 10~12 天，是北美諸多 LNG 計畫距亞太市場最近。

### (四) Kitimat LNG 出口計畫大事記及未來規劃

1. 2009 年 1 月-通過加拿大聯邦環境評估(EIA)。
2. 2010 年 11 月-Haisla First Nation 批准土地租賃；EOG 加入計畫。

3. 2011 年 3 月–Apache 和 EOG 收購 Pacific Trail Pipelines 全部。
4. 2011 年 3 月–簽訂前期工程和設計(FEED)合約，確定項目設計、興建時程以及成本和勞動力需要。
5. 2011 年 6 月–開始興建 LNG 廠。
6. 2011 年 7 月–購買 Eurocan 的工業用地。
7. 2011 年 10 月–NEB 核准為期 20 年的出口許可證。
8. 2012 年第 1 季 –FEED 完工。
9. 未來目標：2013 年第 1 季末–FID
10. 2017 年第 3 季–生產首批 LNG。

#### (五) 結論

1. 加拿大為可靠能源出口國，Kitimat LNG 開發計畫獲得政府及社會大眾強力支持，於 2011 年 10 月取得 NEB 的許可證，是第 2 個獲核准的 LNG 出口計畫，2012 年第 1 季完成進行 FID 所需的前置作業 FEED，為加拿大天然氣打開亞太市場提供一個重要機會。
2. Kitimat LNG 股東是加拿大油氣產業巨擘，擁有豐富油氣經驗及多樣化的氣源組合，也是 Horn River Basin 頁岩氣領先開發者及投資者，將可提供長期、穩定的和可靠的能源。
3. 頁岩氣對亞太地區買家具吸引力氣源，有些買家在北美有產權。
4. Kitimat LNG 計畫至北亞航程平均僅 10~12 天，航程具競爭優勢。

## 七、東非新興 LNG 開發計畫-Mozambique LNG

因近年來東非南部莫三比克外海發現大規模天然氣，吸引不少國際油氣公司參與天然氣開發，使該海域成為全球各大能源公司的探勘熱點。目前莫三比克的 Mozambique LNG 開發計畫已積極進行中，預計 5 年內天然氣產值將占國民經濟的 13%，促使其成為全球經濟發展最快的國家之一。

### (一) 計畫合作夥伴

由全球最大油氣探勘及生產之一的 Anadarko Petroleum (36.5%) 主導，其他股東有 Mitsui (20%)、莫三比克國營石油公司 Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH, 15%)、印度國營石油公司 Bharat Petroleum、印度 Videocon 集團(10%)和泰國最大石油公司 PTT 旗下子公司 PTT Exploration & Production(8.5%) 等。

### (二) 天然氣蘊藏量及開發

在莫三比克海上鑽探結果顯示該地區擁有豐富的天然氣蘊藏，加上國內需求有限，使全球油氣商將目光聚焦在此，提昇東非將成為世界另一個重要天然氣生產中心。

#### 1. 已探明天然氣儲量達 27~60+TCF

(1) Prosperidade 氣田：探明儲量 17~30+ TCF

(2) Golfinho/Atum 氣田：探明儲量 10~30+ TCF

#### 2. 天然氣開發潛力大

(1) 已計畫鑽探 Black Peral、Barracuda、Orca 及 Linguado 等區域之天然氣蘊藏。

(2) 已規劃之商業化生產：2 條生產線之 LNG 廠，預計最快在 2018 年可開始生產 LNG，並進一步設有擴建計畫。

### (三) 開發計畫概況

#### 1. 開發優勢

氣田屬深水氣田，已探明之天然氣蘊藏量達 27~60+TCF，遠超過 LNG 開發計畫之門檻，加上天然氣品質高，且地質上屬大規模砂層及地理位置等頗適合開發天然氣，因此全球油氣商紛紛投入探勘與開發。

#### 2. 開發計畫內容

目前規劃第 1 階段有 2 條 5mtpa 生產線，每 1 條日產能為 750 MMcf，也將建設離岸生產設施、海底輸氣管路、岸上相關設施及儲槽等，並規劃可擴建至 50mtpa 的岸上區域。

#### (四) 定位為 LNG 出口新來源

1. 運往全球市場：從理論上說，非洲的油氣資源與亞洲市場有很好的契合點，因為這裡的石油和天然氣可以通過印度洋直接運往亞洲。
2. 有潛力成為全球最大的 LNG 開發計畫。
3. 市場支持：富饒天然氣蘊藏量可提供市場長期可靠的供應來源，獲市場支持，使得計畫可順利推動。

#### (五) 營運者 Anadarko

1. 是世界上最大的獨立石油勘探與生產公司之一，成立於 1959 年，總部設在美國 Texas 州的 Huston 市。
2. 北美第 3 大天然氣生產商。
3. 全球第二大的深水鑽探公司，擁有安全且高成功率的深水鑽探技術。
4. 公司經營業務主要包括油氣勘探、開發和石油產品銷售等，2011 年公司總資產 520 億，擁有已證實資源儲量為 2.54 BBOE，雇員 5,100 人。

#### (六) 結論

1. Mozambique LNG 將是個來自全球天然氣蘊藏量最豐沛地區的 LNG 新來源。
2. Mozambique LNG 營運者擁有安全、可靠且相當有經驗的深水探勘技術。
3. Mozambique LNG 一個重要的新供應計畫。
4. Mozambique LNG 肩負著使貧窮的莫三比克有翻身的機會。

## 八、傳統 LNG 買家於改變中市場面臨的挑戰及因應之道

### (一) 日本福島核災後衝擊傳統 LNG 買家的思維

#### 1. 日本：

- (1) 全球第一大 LNG 進口國的日本，福島核電廠危機後，為彌補核能發電缺口，須進口更多，平均月進口量成長 22%。
- (2) 此趨勢促使 LNG 進口平均價格由 12 美元/百萬 Btu 飆漲至 18 美元/百萬 Btu。

#### 2. 韓國

- (1) 全球第二大 LNG 進口國的韓國亦受到氣價大幅走揚之衝擊。
- (2) 因高氣價使得夏季時韓國貨氣轉至日本，韓國進口量則減少。
- (3) 截至 2011 年 12 月，創紀錄耗資 36 億美元採購 LNG。
- (4) 2011 年韓國天然氣公司將進口 3,600 萬公噸 LNG。

### (二) 福島核災後長期和短期之衝擊，傳統 LNG 買家面臨不同的問題

#### 1. 日本：長期及短期均受到衝擊

- (1) 發電用天然氣用量大幅增加，供應安全成為主要課題。
- (2) 在某種程度上，日本採購模式像是高度需求的新買家。

#### 2. 韓國：緩慢而穩定的需求成長

- (1) 金融危機過後強勁反彈，帶動需求成長。
- (2) KOGAS 持續因短約受惠。
- (3) 顯示出中期有供應缺口。

### (三) 新的供應選擇應運而生

#### 1. 新的供應來源陸續開發：美國、加拿大及東非

- (1) 新供應來源潛力較需求潛力明朗，新供應來源約 100mtpa。
- (2) 傳統 LNG 買家對來自美國、加拿大及東非等供應來源須承擔不同風險，下表係從各項因素比較不同供應來源其風險程度：

風險項目	美國	加拿大	東非	說明
投資基礎設施	●	●●●	●●●	美國上游開發及輸氣管線設施完備。
取得許可	●●●	●	●	加拿大及東非政府支持天然氣大量出口。
資金/財務	●	●●	●●●	新開發案資金風險較大
蘊藏量	●	●	●	
契約複雜性	●●●	●	●	加拿大及東非採傳統的 FOB 或 Exship，美國則是複雜且多種合約。
政府干預程度	●●●	●●	●	東非政府相當支持開發案，美國政府則相對謹慎地持保留態度。
政治因素	●●	●	●●●	

2. 新的供應來源多仰賴頁岩氣及深水天然氣。
3. 美國 LNG 開發計畫與傳統 LNG 開發計畫在商業架構的差異
  - (1) 傳統交易模式
    - i. LNG 銷售被視為串聯式產品：所有上游的交運風險都轉嫁到買方。
    - ii. 支撐 LNG 開發計畫的多為中或大型企業。
    - iii. 一旦開發計畫開始營運，交運風險即降低。
    - iv. Ex-ship 僅須協商一份合約，即買賣合約(SPA)，而 FOB 交易則只需協商 2 種合約(SPA 及 TCP)。
  - (2) 美國新型交易模式
    - i. LNG 買家須簽署複合式合約，包括液化、管輸及購氣供應合約。
    - ii. 買家須承擔多種不同的風險，包括合約間不協調風險、基本風險及個別開發案風險
    - iii. 通常合約簽署方多為小公司，如液化開發商或州際管輸公司。
    - iv. 在無法垂直整合天然氣供應鍊情況下，風險無法降低。
4. 價格機制採用新的價格指數
  - (1) 亞洲買家希望改變傳統與油價連動的天然氣定價模式，降低天然氣市場與石油市場之間的相關性，因此越來越多的買方要求 Henry Hub 指數計價。
  - (2) 2009 年原油價格曾跌破 40 美元/桶，而 2007 年 Henry Hub 一度高達 9 美元/百萬 Btu，未來不論價格是與油價連動或是以 Henry Hub 指數計價，均有上漲的風險。
5. 日本 Ex-ship 價格展望
  - (1) 傳統與原油價格連動，相當於 Brent 油價的 13~15%。
  - (2) 以 Henry Hub 指數計價之氣價公式結構為：Henry Hub 指數氣價×115%連動率+3 美元/百萬 Btu 的液化費用+運輸成本。
- (四) 對傳統 LNG 買家重要的風險因子
  1. 北美水力壓裂技術引發環保疑慮
    - (1) 大眾反對生產量大幅減少
    - (2) 北美氣價反彈
    - (3) 氣價上漲致 DOE 承受壓力限制或撤銷出口許可
  2. 新開發計畫能否順利取得融資為一關鍵因素  
小型開發商資產及/或買方的信用狀況皆對取得融資產生影響。

### 3. 澳洲新一波開發計畫之延遲(或取消)

(1) 開發商無法確認期程

(2) 勞工及開發許可問題(包含煤層氣水污染)甚囂塵上

### 4. 2020 年主要頁岩氣生產者將在中國及印度

(1) 中國及印度對 LNG 進口依賴度將受到衝擊。

(2) 買家推動價格重議，且高成本 LNG 計畫將勉力維持經濟性營運。

## (五) 結論

1. 非傳統天然氣開發使傳統 LNG 買家在供應上將有更多的選擇。
2. 加拿大及東非蘊藏豐富天然氣的開發，將提供買家更多傳統交易模式。
3. 美國 LNG 開發計畫提供彈性較大的合約，但也同時有重大風險尚待克服。
4. 若美國氣價回到長期邊際成本，傳統 LNG 訂價交易 delta 較低。
5. 美國天然氣產生的實質利益，應該在於引進新價格指標的機會及分散來自油價的風險。
6. 供應來源增加的結果，不一定讓傳統 LNG 買家可以獲得一低價、低風險交易，但是供應有剩餘可增加競爭，買家將有更多的選擇建構不同的採購組合。
7. 傳統 LNG 出口國面臨著來自美國和加拿大公司的競爭，提高與亞洲買家簽訂供氣合約的靈活度，將中期和長期供氣量捆綁在同一份合約，縮短合約期限。

## 九、探討 LNG 訂價機制

### (一) LNG 訂價機制會改變嗎？

#### 1. 全球氣價分歧

由於消費的區域性，天然氣未若石油有統一的價格，當氣價分歧時將增加 LNG 市場流動性，進一步改變 LNG 定價機制。

#### 2. 歐洲市場氣價是關鍵

歐洲天然氣供應幾乎壟斷在俄羅斯手上，其天然氣定價模式主要與油價連動，但歐洲各國努力尋求擺脫俄羅斯的方法，希望引進 LNG 的進口，降低對俄羅斯的倚賴度，兩者價格可產生競爭，促使氣價機制改變。

#### 3. 全球市場供應緊澀，驅動 LNG 價格主要因素在哪？

除了影響天然氣供需的因素，如季節性需求變化、進口量變化、世界各國不同的經濟表現、天然氣儲量變化、開發計畫的推動及中東地區的政局波動等可影響天然氣價格外，因 LNG 主要作為燃料，替代石油以及核能等能源，故天然氣價格也與國際原油價格波動及其他能源的發展有一定關聯性。

#### 4. 到 2020 年前的價格發展情況及北美 LNG 出口程度

若美國頁岩氣可出口，其出口量越大，對全球天然氣價格的影響力將隨而變大，對日本、韓國及印度等天然氣消費大國的吸引力也更加提高，對改變天然氣計價機制的希望越大。

### (二) LNG 市場價格近況分析

#### 1. 全球天然氣價格受 2008/09 年的全球金融風暴而大幅跌落，2010 年中開始出現價格分歧。

#### 2. 歐洲現貨價格與合約價格產生分歧。

(1) 歐洲氣價已明顯的與油價脫鉤，逐漸產生氣價與油價間競爭。

(2) 氣價與油價競爭明顯，在英國、荷蘭、比利時、法國及德國等地較佔優勢。

(3) 與俄羅斯 Gazprom 及挪威 Statoil 開始展開價格重議。

(4) 氣價與油價競爭現象，可能在今年及未來幾年內逐漸增加。

(5) 由於美國燃煤需求量下降，使燃煤轉為出口，導致歐洲煤價下跌，使天然氣價格無法與其競爭，即使是較低價的現貨價格。以英國為例，2012 年 4 月發電用天然氣占比是 15 年來最低，在其他國家亦有相同情況，預估未來幾年不太可能改變。

#### 3. Henry Hub 價格可能已到谷底未來將反彈。

#### 4. 日本現貨價格持續與合約價格貼近。

### (三) 獨立能源顧問 Nexant 對價格之預測

1. 預期 LNG 市場將緊澀至 2015 年，日本及歐洲現貨價格維持平穩。
2. 預期 2015 年之後澳洲、美國及俄羅斯 Yamal 等計畫投產，大量供應增加可能超過需求成長，現貨市場價格面臨下跌壓力。
3. 部分計畫之供應成本將提高，包括美國 LNG 開發計畫。

### (四) 自美國墨西哥灣出口 LNG 的經濟性

在假設下列條件下，所預測的美國 LNG 出口價格如下表：

1. 預測在 2018 年 Henry Hub 價格為 5 美元/百萬 Btu。
2. 長約傭船費為每日 80,000 美元。

其中競爭氣價的比較對象說明如下

- (1) 歐洲：NBP 現貨價格及德國與油價連動合約價格。
- (2) 中國及日本：卡達合約價格。

美國 LNG 出口仍有其競爭性，均低於各區域之氣價。

### (五) 結論

1. 全球氣價分歧情況仍存在，亞洲及歐洲買家積極尋求 LNG 氣價機制的改變。
2. 由於經濟衰退及燃煤發電占比增加，歐洲天然氣需求減少，氣價面臨下跌壓力，歐洲買家也已向多家賣方要求修改與石油價格連動的合約，希依天然氣現貨市場價格進行交易。目前，進入歐洲的 LNG 在價格上也逐漸增加與現貨/Hub 價格連動的趨勢。
3. 因新供應來源未及上線，天然氣緊澀狀態將維持到 2015/26 年，因此價格仍維持，尤其在亞太地區。2015/16 年之後，供應量較為充沛，但供應成本上漲將減緩價格下跌壓力，惟因新開發計畫成本增加，有助於緩和氣價下跌。
4. 北美 LNG 出口量可能是改變亞太市場現貨 LNG 價格關鍵因素，若其出口數量大，趨動亞太現貨價格的力量就隨之增加。
5. 從長期看，美國出口增加可能推動氣價上漲，預期天然氣價格將會上升，預估 2016~2020 年 Henry Hub 天然氣期貨價格約為 5 美元/百萬 Btu。

## 十、日本新能源政策

### (一) 2011 年地震對日本電力事業的衝擊

地震前，日本核能發電量約占總發電量 30%，而地震後，約有 14 座核能發電機組因地震造成停機。

1. 地震及海嘯使東京電力及東北電力損失 11.5GW 電力。
2. 因電力頻率不同，日本西部電廠只能供應有限的電力予東京電力及東北電力。

### (二) 在核子反應爐的安全性獲得確認的情況下才能使用核電，歲修後的核電機組若要重新啟動，依序須完成以下步驟：

1. 提報壓力測試結果
2. 核能安全保安院(NISA)核准
3. 日本核能安全委員會(NSCJ) 及國際原子能總署(IAEA)評估
  - (1) 2012 年 9 月 NSCJ 與 NISA 合併成立新的核能法規委員會
  - (2) 新成立核能法規委員會之同意程序尚未確認
  - (3) 新的核能法規標準預計在 2013 年夏季開始實施
4. 政府核准：由首相及相關內閣成員(包括經濟產業省首長)審核
5. 當地政府核准

### (三) 地震及海嘯後 LNG 進口量大幅提升

日本是全球最大的 LNG 進口國，2011 年福島核災事故後，日本各地原運轉中的核能機組停止運轉並進行檢修，發電缺口主要仰賴天然氣，致 2011 年日本 LNG 進口量較 2010 年增加約 8.5mt (+12.2%)，所增加之支出高達 170 億美元(+37.4%)。隨著日本大量進口 LNG，國際 LNG 價格亦逐步攀升。

### (四) 地震及海嘯前之能源組合

依據日本 2010 年擬定的能源政策，日本政府將逐漸提高核能發電量占比：2010 年日本發電量，以燃氣機組所占比例最高(34%)，核能次之(33%)；至 2020 年時，將核能占比提高至 42%，燃氣機組降為 22%；至 2030 年時，核電占發電總量的比例將達 49%，燃氣機組續降至 14%。

### (五) 協商中新電力組合

規劃至 2030 年時，電力組合有以下三個選項：

- Option 1：達到零核能目標
- Option 2：核電發電量占總發電量的 15%
- Option 3：核電發電量占總發電量的 20~25%

1. 不論何種組合，核電占比皆大幅減少，從 2010 年之 70GW 減少至 2030 年之 0~35GW。
2. 核電占比減少後，發電系統將更仰賴化石燃料及再生能源。
3. 發電量由 2010 年之 1,100TWh 減少至 2030 年之 1,000TWh。

#### (六) 政府零核的能源策略

1. 日本政府於 2012 年 9 月 6 日提出在 2030 年以前放棄核電，並強調若有可能的話，希在本世紀 30 年代達成目標。
2. 日本零核基本原則：
  - (1)核能發電機組運轉年限為 40 年。
  - (2)現有的核電廠將會在確認安全後才重新啟用
  - (3)今後不再新蓋和擴建核電廠
3. 提高再生能源發電占比：  
目標為 2020 年占比 20%，2030 年再提高至 40%。
4. 重新檢視 CO<sub>2</sub> 排放目標，預計 2020 年達成減少 1990 年排放量 25%。

#### (七) 天然氣需求改變

1. 日本
  - (1)2014 年增加 14.1mtpa，成長 20%。
  - (2)2012 到 2020 年間總增加量達 96mt。
2. 太平洋地區
  - (1) 2013 年增加 26.9 mtpa，增加 15%。
  - (2) 2012~2020 年累計增加 185 mt。

#### (八) 結論

福島核災之後，日本各界要求廢除核能的聲音不斷，日本若不再興建新的核能電廠，將僅能仰賴化石燃料及再生能源發電，未來能源需求的最大可能就是天然氣。日本能源組合發生重大變化，能源供應的不確定性可能大幅提高。

日本 LNG 進口主要仰賴澳洲和中東地區，日本欲進一步拓寬 LNG 進口來源，不僅穩定供應量，同時也可在價格方面擁有多方選擇的籌碼。

1. 天然氣在日本扮演重要角色
2. 日本降低能源成本是必要的
3. 亞太現行氣價公式應該改變

4. 價格越具競爭力市場越繁榮
5. 全球市場將保持足夠-非傳統天然氣、國際間交易
6. 尋求可靠及適宜的夥伴關係

## II、拜會 Shell Eastern Trading (Pte) Ltd

會後次日前往 Shell Eastern Trading 會晤 LNG 部門行銷主管 Mr. Zee Loh 及 Ms. Daphne Liao，就 Shell 集團 LNG 開發計劃及對 LNG 市場之未來展望交換意見。

### 一、公司簡介

總部位於荷蘭海牙的 Shell 集團，1907 年由英國 Shell 運輸和貿易公司與荷蘭皇家石油公司合併組成，其中荷蘭皇家石油控股 60%，英國 Shell 持股 40%，成立百餘年來，Shell 集團逐漸成為世界主要的國際石油公司之一，業務遍及全球約 140 個國家和地區。目前 Shell 集團擁有油品、探勘及生產，化學品、天然氣及煤炭以及再生能源等五大核心業務，為世界前 3 大石油公司之一。

Shell 集團是全球首家天然氣公司，其天然氣產量和運輸量在業界居重要地位。去年 Shell 集團 280 億美元利潤中有 1/4 來自其在卡達和全球的 LNG 業務，未來 Shell 集團將進一步拓展天然氣領域業務。

### 二、Shell 集團參與之 LNG 開發計畫

預計 2012 年天然氣產量將首次超過原油產量的 Shell 集團，先後向位於澳洲和北美等地的天然氣資產投入了巨額資金，澳洲是 Shell 集團發展的主要部分，惟為避免過於依賴澳洲，Shell 集團希望產業結構變得多元化。

#### (一) 澳洲

Shell 集團參與投資澳洲 LNG 開發計畫包括：NWS、Browse、Sunrise、Wheatstone 等傳統天然氣開發計畫，以及位於昆士蘭省的 Gladstone LNG (GLNG) 及 Arrow 煤層氣開發計畫中，另 Shell 集團亦投資全球第一個浮動式 LNG 開發計畫 Prelude LNG，將建造全球首座浮動式 LNG 加工平臺 (FLNG)，預計在 2017 年投產。

#### (二) 北美

鑑於北美天然氣產能過剩，Shell 集團正計畫採取積極策略，以充分利用北美低價的天然氣，進一步拓寬在 LNG 領域的業務。Shell 集團與其投資合作夥伴已向加拿大政府申請 LNG 出口許可證，目前正由當局審核中。

#### (三) 俄羅斯

Shell 集團計畫與俄羅斯天然氣公司 Gazprom 合作開發 960 萬噸/年的 Sakhalin-2 LNG 計畫。

#### (四) 中國

中國發展非傳統天然氣的計畫和廣闊的市場，吸引 Shell 集團計畫

每年投入至少 10 億美元，開發中國具潛力的頁岩氣資源。

#### (五) 莫三比克

Shell 集團收購在莫三比克從事天然氣勘探和開採的 Cove 能源公司，藉此機會進入莫三比克天然氣出口設施的開發。

### 三、其他訪談紀要

#### (一) 與台灣中油公司 LNG 買賣契約

Shell 集團於 2011 年 5 月 16 日與台灣中油公司正式簽署 LNG 買賣合約，此係由雙方先前所簽採購前約轉換成正式長期合約，預定自 105 年起每年運交約 200 萬公噸 LNG，為期 20 年。氣源主要來自澳洲、俄羅斯及奈及利亞等國，除可長期穩定供應國內所需之氣源外，亦可增加天然氣供應之多元化。

此外，Shell 集團亦會不定期供應中油公司 LNG 現貨。

#### (二) 未來展望

Shell 集團事業重心將從“以油為主”轉向“以氣為主”，認為不斷增加的天然氣需求將支撐其未來的利潤，預計 2012 年天然氣產量將首次超過原油產量的 Shell 集團，已向全球各地的天然氣產業投入巨額資金。21 世紀是天然氣的時代，天然氣作為清潔、安全、高效的綠色能源，必將逐步替代重油、柴油等成為主導燃料，由於全球天然氣需求持續成長，前景依然強勁。Shell 集團將繼續致力於其完全一體化的經營模式，自上游到下游整個價值鏈的投資。

## 肆、心得及建議事項

一、全球 LNG 亞太高峰會議為年度會議，會議內容涵蓋全球及區域性天然氣和 LNG 需求、全球 LNG 生產與供應能力、LNG 交易價格與風險、全球 LNG 產業的創新與發展、LNG 供應鏈管理、天然氣定價、LNG 風險管理及開發專案融資、LNG 運輸以及探討非傳統天然氣之勘探與生產、最新發展及未來前景等相關重要議題。每年均有 300 多名來自國際 LNG 產業的商業領袖與決策人參加，出席本會議，除能即時掌握國際 LNG 市場供需情勢及發展策略，有效蒐集最新 LNG 市場價格及未來供需趨勢資訊，藉與出席代表相互交換市場資訊及營運經驗之機會，亦可建立本公司與國際 LNG 產業之人脈關係，有助於本公司未來研擬天然氣營運策略，以及與台灣中油公司進行天然氣採購契約之談判以及契約價格重議之協商等，對確保本公司發電用天然氣供應之安全性及經濟性當有助益。

二、全球天然氣市場需求成長持續強勁，惟在新增液化能力有限、新開發計畫延期以及東南亞傳統 LNG 出口國出口量下降的情況下，未來 3-4 年全球 LNG 供需平衡將趨於緊張。而近期非傳統天然氣的迅速發展，正可緩解天然氣供應的壓力，如澳洲幾個新開發煤層氣計畫，美國頁岩氣出口計畫，將對世界 LNG 格局產生重大改變。預期 2016 年以後，澳洲、美國、加拿大及東非等興建中及規劃中之 LNG 開發計畫加入供應鏈後，全球 LNG 供應將較為寬鬆。

惟此等新開發 LNG 出口計畫可能因資金成本增加、人工短缺等壓力、或因位置遙遠或來自政經情勢不穩定國家、或因取得融資及許可的延遲、或因來自環保法規要求的提高及地質條件的複雜，種種因素均增加開發的困難度及可靠度。預計加入供應的 LNG 開發計畫若延遲，將增加供應的風險，使預期 2016-17 年市場達到均衡有其不確定性。

三、隨著頁岩氣的開發全面崛起，造就了美國在國際天然氣市場耀眼的地位，美國頁岩氣資源豐富，近年來在技術不斷創新、配套政策的完善發展過程，頁岩氣產量大幅增加，使美國超過俄羅斯成為全球天然氣第一大資源國和生產國。北美頁岩氣的蓬勃發展大大改變了全球 LNG 的市場前景，供應充裕且價廉的天然氣，使很多能源企業都想抓住這個盈利的機會，啟動美國 LNG 出口計畫，讓高氣價的亞洲國家看到了希望，美國若能實現 LNG 出口，歐洲方面亦可直接跨過大西洋自美國進口天然氣，將可緩解對俄羅斯天然氣的依賴。

此外，由於歐洲和亞洲天然氣定價主要係與油價連動，而 Cheniere 公司來自美國 Sabine Pass LNG 出口計畫的價格，則與美國主要天然氣價格指數 Henry Hub 連動，目前 Henry Hub 約為 3 美元/百萬 Btu，加

上液化、運輸和其它費用，運送至歐洲、日本到岸價格約 10~12 美元/百萬 Btu，相較之下，歐洲、亞洲 LNG 現貨價格約為 12~16 美元/百萬 Btu，有 2~4 美元/百萬 Btu 之價差。因此，美國 LNG 若能順利出口，北美、歐洲及亞洲之間天然氣價格競爭將愈演愈烈。

- 四、美國會不會真的成為一個天然氣出口大國，有許多人仍抱持懷疑態度。美國政府延遲發佈 LNG 出口對經濟影響的評估報告，可見這個問題的複雜性。繼 Sabine Pass LNG 出口計畫之後，還有多少 LNG 開發計畫能取得出口許可證目前仍不明朗，在此種情況下，沒有多少人敢指望那 8 個審核中 LNG 開發計畫可全數獲得批准。

北美新開發 LNG 出口計畫雖可增加供應來源，惟其出口量相對於全球 LNG 交易量而言占比不高，影響全球供應相當有限；另亞太市場買方要求新的長約以 Henry Hub 指數為基準，基於市場結構及合約本質不同，以 Henry Hub 計價可能僅占買方供應來源之 10%，對全球天然氣定價機制衝擊亦有限，故將不易改變亞太地區 LNG 價格以日本原油進口報關價格為計價指標的現狀。

此外，以 Henry Hub 指數計價的價格優勢亦未必能夠持久，隨著美國國內需求及出口增加，預期美國天然氣價格將逐年增加，Henry Hub 指數維持長期低價有其風險性；再者，自墨西哥灣出口 LNG 所面臨的運輸成本尚不明確。因此，多數買主仍將繼續仰賴傳統的 LNG 開發計畫，來滿足其大部分的長期需求，美國 LNG 出口可能僅限於供應亞洲市場額外的現貨需求或短期貨氣。

- 五、除北美以外，全球其他地區如亞洲、北非、南美洲、歐洲、澳洲和中東等地，亦有非常豐富的非傳統天然氣蘊藏，隨著北美非傳統天然氣的開發，全球掀起非傳統天然氣開發熱潮，惟非傳統油氣開發需要一系列要素相互配合，如開發的相關基礎設施、專業技術、經驗與人員，以及完善政策規劃和配套措施等。頁岩氣在北美成功開發，引發了界各國對頁岩氣開採的高度關注，諸多國家紛紛仿而效之，並開始加強國際合作以加快頁岩氣的勘探和開發。

頁岩氣的發現，為人類打開一扇新的能源大門，也令全球的能源結構、價格機制、地緣政治重新獲得檢視。目前，多數國家頁岩氣勘探開發尚處於起步階段，加上面臨著技術、成本和環保等方面的壓力和挑戰，未來產能不確定性極高，惟可預期的是，亞太地區將帶動全球天然氣需求成長，為非傳統天然氣創造市場機會，並推動著全球非傳統天然氣產業的快速發展；非傳統天然氣開發計畫，將提供安全、可靠、經濟的供應來源。未來全球天然氣市場重點，將視非傳統天然氣開發和 LNG 技術與貿易的發展，非傳統天然氣勘探開發技術的突

破，將改變世界天然氣供需格局和行業遊戲規則。

六、2011 年日本 311 大地震引發福島核災後，日本對其核電政策進行重大調整，隨著轉向火力發電，尤其是天然氣，日本能源政策大逆轉，牽動全球天然氣市場版圖重劃。2012 年 9 月日本政府提出的新能源政策計畫，將降低日本對核能發電的倚賴，並且致力於普及太陽能、風力等「綠能」，惟新能源的發展尚需時日，LNG 仍將成為日本滿足電力需求成長的主要來源。

日本關閉核能機組，等於切斷了曾經占日本發電量 30% 的電力來源，在核危機發生之前，日本已是全球最大的 LNG 進口國，與各大主要供應商如俄羅斯、馬來西亞、印尼以及卡達等國簽有定期契約。為因應未來天然氣需求激增，日本除了加強向海外尋找 LNG 新供應來源外，日本政府主動敦促美國政府，儘快核准對日出口 LNG，日商更積極與澳商、美商合作，爭取能源商機。日本未來能源需求的最大可能就是天然氣，即使以後部分核能機組能重新啟動，未來日本天然氣仍將持續增加，在全球對天然氣需求強勁而市場供應吃緊之際，亞太市場 LNG 價格下跌幅度有限。

七、LNG 產業鍊有其特殊性，從氣源探採、處理及生產、訂造或安排 LNG 船、儲運、接收與氣化及運送至客戶端都是巨額投資，為保障長期投資回收與財務融資償付，LNG 產業向來都是以長期合約為基礎簽訂購銷合約及供應合約。隨著 LNG 市場漸趨成熟，供應者增加，LNG 市場增加靈活性，推動短期合約及現貨市場的出現。亞太各國如日、韓及我國為求供應穩定，通常以長約為主另現貨為輔，透過現貨市場或短期合約供應，以因應緊急狀況或不預期增加的需求。

本公司發電用天然氣，目前皆由台灣中油公司獨家進口 LNG，氣化後透過輸氣管線供應予本公司，台灣中油採購 LNG 長約占 80%、現貨占 20%，由於工業用戶及民間電廠用量較為穩定，台灣中油現有長期合約優先供應，其餘長期合約量搭配中短期合約及現貨採購再供應予本公司。近年來，由於本公司預估用氣量與實際用量差異較大，台灣中油現貨占比有增加的趨勢。惟現貨占比增加，將提高供應來源的不確定性及價格風險性，且因 LNG 交易業已轉為賣方市場，考量互補的關聯性，在採購實務上，台灣中油應妥善規劃出長約與現貨之最適配比，積極尋找新的長期合約供應來源，並配合市場發展狀況，掌握合理價格之現貨交易機會，以維持國內供氣之穩定，並進一步抑低購氣成本。

## 附件 2012 年全球液化天然氣亞太高峰會議議程

### CONFERENCE DAY 1 - Tuesday 11th September

07:45 ~ Registration and Welcome Coffee

08:30 ~ Chairman's Opening Remarks

08:45 ~ Special Welcome Address & Official Opening Comments

09:00 ~ Session 1 ~ The changing paradigm of Global Gas Markets : How is the LNG Business Adapting in Asia Pacific ?

09:45 ~ Session 2 ~How is Unconventional Gas Impacting the LNG Industry in Asia Pacific ?

10:45 ~ Networking Coffee Break

11:15 ~ Session 3 ~ Traditional LNG Buyers— Balancing Risk, Opportunity and Challenges in a Changing Market.

12:35 ~ Networking Lunch

13:30 ~ Session 4 ~ Unleashing the Potential from Emerging LNG Markets: New Solutions to Meet Buyers' Growing Demand.

15:00 ~ Networking Coffee Break

15:30 ~ Session 5 ~ How are New Technological Applications for LNG & Gas Driving LNG Demand ?

17:00 ~ Session 6 ~Buyers & Sellers Meet Networking Roundtables

18:15 ~ End of Summit Day One

19:00 ~ Pre Dinner Networking Drinks

20:00 ~ CWC LNG Asia Pacific Innovation Award Gala Dinner

### CONFERENCE DAY 2 - Wednesday 12th September

07:45 ~ Welcome Coffee

08:45 ~ Chairman's Opening Remarks

09:00 ~ Keynote Address

09:45 ~ Session 7 ~ Panel Discussion : What are the Challenges of Solving the Short-Term LNG Supply Imbalances through 2016 ?

10:30 ~ Networking Coffee Break

11:00 ~ Session 8 ~ Where will New Supply Come from and How will this Affect the Global LNG Industry ?

12:30 ~ Networking Lunch

13:30 ~ Session 9 ~ Closing Panel Session : Creating Win-Win Scenarios for Buyers and Sellers through Flexibility and Pricing

14:45 ~ Chairman's Closing Remarks

15:00 ~ Farewell Coffee and End of Summit