

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：出席第 28 屆 Gastech 國際天然氣會議

頁數 45 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：

104.10.25--104.10.31

出國地區：

新加坡

報告日期：

104.12.28

分類號/目

關鍵詞：會議、天然氣、液化天然氣、自由化

1. 為降低天然氣採購成本及提升營運自主性，並配合未來新增燃氣機組之用氣需求，本公司刻正規劃 LNG 自主採購，出席本會議並與 LNG 潛在供應商會晤，除能即時掌握國際 LNG 市場供需及價格情勢，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，以建立國際天然氣產業之人脈關係，對本公司 LNG 自主採購之規劃應有所助益。
2. LNG 契約不論價格連動指標為何，多數買家在意的終究還是最終到岸價格，過度仰賴單一價格指標固有其風險，美國 LNG 雖帶來 Henry Hub 新的競爭價格基準，惟傳統方式油價指標定價體系仍會存在，市場普遍認為短、中期油價及天然氣價格將因市場持續寬鬆，價格大幅回升機率不高，不同契約應搭配不同價格機制，適當管控並採取相關之避險措施，以降低能源市場價格波動之風險。
3. 2015 年是 LNG 產業關鍵性的一年，結束了前 4 年來供應緊張的情勢，然全球天然氣需求成長不如預期，需求疲弱加上油價大跌，亞洲 LNG 現貨價格大幅走跌至約 US\$7/MMBtu。展望未來，來自澳洲、北美、東非及俄羅斯新增的供應量，將使供過於求的情況持續惡化，對多數買家來說，趁此低價之際是搶進現貨市場的好機會。
4. 天然氣市場在歐洲、北美早已完全自由化，而亞洲日本及南韓等國能源市場亦逐漸解除管制，即便是獨裁專制之中國大陸，近兩年來，主管當局亦在推動 LNG 接收站開放第三方使用權，以吸引獨立買家投入 LNG 現貨採購。

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)

出席第 28 屆 Gastech 國際天然氣會議

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：104.10.25-104.10.31

報告日期：104.12.28

目 錄

壹、出國緣起與任務.....	1
貳、出國行程.....	2
參、工作內容.....	3
出席第 28 屆 Gastech 國際天然氣會議.....	3
一、全球天然氣市場的變化:.....	4
二、轉變中的亞洲 LNG 市場.....	6
三、亞洲市場參與者如何因應低油價.....	8
四、中國大陸天然氣市場自由化—市場參與者面臨的機會與威脅.....	11
五、LNG 訂約策略之轉變：是迷思還是現實？.....	14
六、與氣價連動的美國 LNG 所面臨的挑戰.....	18
七、LNG 交易展望—彈性、流動性及價格.....	20
八、油價與天然氣市場之關聯.....	23
九、Gazprom 跨足亞洲天然氣市場.....	26
十、買家如何定位最佳採購策略.....	28
十一、從加拿大 LNG 出口計畫檢視亞洲 LNG 買家基本需求.....	29
肆、心得及建議事項.....	35
附件、第 28 屆 Gastech 國際天然氣會議議程	

壹、出國緣起與任務

本公司現有 5 座燃氣電廠機組裝置容量達 1,060 萬瓩，占公司總裝置容量 34%，103 年本公司發電用天然氣用量約 806 萬公噸，約占全台用氣量 1323 萬公噸之 60%，104 年本公司天然氣用量將大幅增加至約 885 萬公噸。為配合政府新能源政策，加強淨潔電源之開發，未來天然氣發電占比將大幅提升，天然氣用量將逐年增加，預估 111 年後台電公司天然氣用量將突破 1,000 萬公噸。鑑於本公司未來可自行進口液化天然氣(LNG)，藉由參與國際性天然氣貿易會議，蒐集國際天然氣市場供需、價格及整個天然氣產業鏈之相關資訊，並與相關業者互相交換市場資訊及建立關係，有其必要。

為降低天然氣採購成本及提升營運自主性，本公司刻正規劃 LNG 自主採購，將以採購現貨方式先進入市場，逐步累積實務採購經驗，再配合新建燃氣機組商轉時程，啟動中長期契約(HOA、SPA)條款之協商。故除出席國際天然氣貿易會議外並與 LNG 潛在供應商會晤，就未來 LNG 市場展望及本公司未來自主 LNG 採購之規劃等議題交換意見，俾雙方建立良好商務關係。

貳、出國行程

104.10.25—104.10.25	往程（台北—新加坡）
104.10.26—104.10.26	拜訪 LNG 潛在供應商
104.10.27—104.10.30	出席第 28 屆 Gastech 國際天然氣會議
104.10.31—104.10.31	返程（新加坡—台北）

參、工作內容

出席第 28 屆 Gastech 國際天然氣會議

Gastech 會議係由英國天然氣集團 (BG GROUP) 與英國著名的傳媒集團 dmg::events global energy 公司聯合主辦，BG GROUP 是英國最大的能源公司之一，為綜合性的天然氣公司，集氣源探勘、開採、運輸、配送和供應為一體，致力引領整個天然氣產業鏈。Gastech 會議(兼具研討會與展覽會性質)自 1972 年創辦以來業已舉辦了 27 屆，每 1 年半舉行 1 次，每屆在世界各地輪流舉行，目前已是全球最具規模及影響力與專業性的國際天然氣會議。

本屆第 28 屆會議於 104 年 10 月 27 日至 10 月 30 日在新加坡舉行，由於亞太地區是全球天然氣(包含 LNG)相關產業蓬勃發展之區域，因此，本屆會議地點仍擇定在亞洲舉行。全球 LNG 供應鏈廠商(上游-如氣田生產商，中游-如船運業與交易商，下游-如發電業等)，包括各國政府機構、國際主要 LNG 出口供應商、LNG 接收站(含氣化設施、管線設計)建造商、LNG 船運公司、LNG 進口商及電力公司，均將派員出席會議。

會議為期 4 天，每日皆探討 LNG 及天然氣產業之商業面、技術面及專業面等不同議題。本報告以商業市場面之角度來分析天然氣產業，包括 LNG 供需現況與展望、LNG 合約與價格趨勢、航運市場趨勢及基礎設施等作整體介紹，所獲得資訊對本公司未來進行 LNG 自主採購有相當助益，亦可直接接觸 LNG 供需鏈之廠商、顧問及買家等，俾建立 LNG 產業界之人脈，天然氣未來市場發展、全球能源供需及各不同地區主要問題探討、天然氣及 LNG 新建廠計畫之發展與展望，也包括 LNG 價格訂定及新生產計劃之財務問題等等。

由於未來全球 LNG 需求的成長主要來自亞太地區，許多國際主要 LNG 廠商均在新加坡設立亞洲分公司，藉出席本次會議之便，順道拜訪 LNG 潛在供應商，就未來 LNG 市場展望及本公司未來自主 LNG 採購之規劃等議題交換意見，俾雙方建立良好商務關係。

以下為此次會議主要討論議題，以及與相關廠家洽談之概要。

(備註：會議相關圖表資料版權均屬主辦單位，請勿任意轉載使用。)

一、全球天然氣市場的變化：

(一) 全球總體經濟趨勢

1. 中國大陸經濟成長趨緩：自 2010 年達 10% 以上的經濟成長率一路下滑至 2015 年面臨 7% 的保衛戰。
2. 原油價格大幅走跌：由於美國原油持續增產，在 OPEC 產油國決議不減產的情況下，全球油市供給呈現供過於求的情況，原油價格自 2014 年 6 月起持續走跌。
3. 新興市場面臨的挑戰：俄羅斯、巴西、印度、南非等國幣值大貶。
4. 美國聯準會採取量化寬鬆政策 (QE)，使利率水準趨近於 0。

(二) 改變中的 LNG 市場

1. 自 2011 年至 2015 年，全球 LNG 的需求成長呈現停滯狀態。
2. 價格及需求不確定風險，近 10 年來 LNG 契約現貨占比逐年增加。
3. 中東陸續有新買家(如巴基斯坦、埃及、蘇丹、科威特)加入市場，致 LNG 需求成長倍增。
4. 新產能增加有限：2014 年有 Algeria Arzew(GL3Z, 4.7 MTPA)及 PNG 計畫案 (6.9 MTPA)，2015 年則以澳洲 QCLNG (8.5 MTPA) 開始商轉最具代表性。

(三) 天然氣中期成長趨勢

1. 未來全球新規劃的發電裝置容量中，燃氣及燃煤裝置容量分別為 240、283GW。
2. 再生能源為主力，預估 2015 至 2020 年新增的裝置容量有 522GW。
3. 2011-2020 年規劃新增燃氣機組裝置容量的成長率較 2001-2010 年呈現衰退的趨勢，燃煤機組及再生能源的裝置容量則為正成長。

(四) 新增供給量將來自澳洲及美國的計畫

根據國際能源署 (IEA) 在最新發布的中期天然氣報告，預計到 2020 年時，全球液化天然氣出口能力將增加約 120 MTPA，較現有水準增加 40%。而在新增供應量中，澳洲貢獻將逾四成，屆時澳洲將超越卡達，從目前的第四名躍升為全球最大液化天然氣出口國。美國則將貢獻 35% 排名為第二，使其成為全球第三大液化天然氣出口國。

(五) 天然氣及 LNG 需求成長的驅動因素

1. 人口成長帶動能源需求成長：經濟成長最基本的驅動因素來自於人口成長，人口的增加促進 GDP 成長，進而引發對能源的需求。

2. 對環保的要求，有利天然氣需求成長：在再生能源技術尚未完全成熟的狀況下，相較煤而言，天然氣對環境的衝擊較小，將成為能源的重要選項。
3. 天然氣作為運輸燃料。

(六) LNG 長期供應面臨的挑戰

長期而言，LNG 市場將呈現供不應求情勢，買家勢必面臨如何確保長期 LNG 供應穩定的挑戰，LNG 計畫案自規劃、興建、商轉至合約執行，牽涉層面廣泛，如計畫案完工時程、液化設施的設計、氣源及法令限制等，為確保合約執行品質，買賣雙方需不斷協商討論繁複的細節，加上市場變化難以預測，加深合約簽署的困難度，如何確保供應安全將是買方一項重要課題。

(七) 如何發揮天然氣/LNG 的市場潛力

1. 降低本身供應鏈的碳足跡，當起”領頭羊”的角色。
2. 推廣燃氣發電較燃煤發電更能降低環境污染及減少二氧化碳的好處。
3. 強調 LNG 及天然氣的運輸彈性及支援再生能源的能力。
4. 因應國際減碳趨勢，推廣 LNG 及天然氣作為運輸的用途。
5. 鼓勵天然氣及 LNG 的使用，增加燃料多元性，提高能源安全。

二、轉變中的亞洲 LNG 市場

(一) 亞洲 LNG 市場改變

1. 亞洲因缺乏管道氣，用氣穩步成長主要須仰賴大量的 LNG 供應。
2. 亞洲 LNG 市場的迅速成長，導致與全球其他地區的天然氣市場產生區隔。
3. 2020 年代，預期亞洲 LNG 市場將轉變成具高度流動性及交易透明市場。


亞洲 LNG 市場展望

特徵	現況	未來展望
流動性	有限的流動性	高度流動性、可交易
價格	與油價連動	與市場指數連動
合約期間	以長約為主	分散成長約/短約/現貨
目的交貨港	有限制	沒有限制
與其他市場關係	有區隔	與美國及歐洲市場連結

(二) 供應面的轉變

1. 2010 年代後期，大量的美國 LNG 將流向亞洲。
2. 美國 LNG 具高度彈性且不隨油價連動，將給亞洲市場帶來衝擊。
3. 正在興建的美國 5 項 LNG 出口計畫總產能超過 60MTPA(詳如下表)。

美國興建中的 LNG 出口計畫



序號	計畫名稱	生產線 (條)	規劃產能 (MTPA)	商轉年度
1	Sabine Pass	4	18	2015
2	Freeport	3	13.9	2018
3	Cameron	3	13.5	2018
4	Cove Point		5.75	2017
5	Corpus Christi	3	13.5	2018

(三) 需求面的轉變

全球最大 LNG 進口國—日本，預期其需求將有極大改變

1. LNG 數量的需求越來越不確定。
2. 天然氣及電力部門解除管制後，LNG 價格將更合理及透明化。

(四) JERA 的採購策略

JERA 為日電 TEPCO 與 Chubu 於 2015 年 4 月分別出資 50% 成立之獨立

公司，主要在降低成本，並增加整體收益，以因應國內電業自由化之衝擊。

JERA 企圖建立新的採購模式，以因應未來供需的變化：

採購模式	內 容
採購組合多樣性	重新配置長約、中約、短約及現貨採購占比，以達最佳化之採購組合
採用指數價格	強力支持開發、採用亞洲 LNG 市場指數價格 (不僅於現貨，甚至長約交易)，以拓展交易市場
強化交易功能	靈活因應需求波動及市場狀況變化
投資計畫開發	投資 LNG 生產計畫及/或採購生產線產能

(五) 賣方面臨的挑戰

成功的賣家，能看到買方需求、掌握買方需求的轉變及創造機會，與買方共同合作解決問題。

買方的需求：

1. 新的 LNG 出口計畫須適時開發：採用新技術、先進的開發和管理技術及優惠的融資方案，以降低成本。
2. 合約條款：擁有更大的彈性及燃料管理最佳化(如無目的卸貨港限制、指數連動訂價)。
3. 增加 LNG 現貨供應量：提高生產中計畫的現貨供應量，以擴大亞洲 LNG 交易市場。

三、亞洲市場參與者如何因應低油價

(一) 2015 年是動盪的一年

日韓重啟核能、中國大陸經濟成長趨緩、LNG 買家要求流動性、低價貨氣、東南亞新買家需求的風險、伊朗能源出口及北美頁岩油 vs OPEC 等。

(二) LNG 市場供應呈現週期性擺盪

2007 年市場供應呈現吃緊，而 2008~2009 年則較為寬鬆，2010~2011 年則從略寬鬆至略吃緊，2014 年初再度呈現吃緊，惟 2014 年下半年市場開始迅速反轉，趨向寬鬆，預期將持續至 2017 年(如下圖所示)。

(三) 全球 LNG 需求展望

過去亞洲傳統 LNG 進口國主要為日本、南韓及台灣(JKT)，JKT 在 2010 年進口量已達約 115 MTPA，其他亞洲國家(中國及印度)僅進口約 20 MTPA；而在 2015-2025 年間，全球國家 LNG 進口量成長停滯不前時，亞洲其他新興 LNG 進口國家將成為趨動全球 LNG 進口量成長的主要動力，至 2025 年其他亞洲國家之預估進口量，已可與 JKT 總進口量持平，約達 130-140 MTPA。

(四) 現有及潛在 LNG 生產計畫

下圖為全球營運中、興建中及規劃中的 LNG 生產計畫，其中規劃中的計畫主要集中在北美(美國及加拿大)、澳洲、東非、俄羅斯及東南亞，總規劃產能高達 903 MTPA，已遠超市場預估需求量。

(五) 全球 LNG 供給與需求

管輸氣基礎設施陸續建造中，加上 LNG 需求成長趨緩，致供應缺口不大，考量現有營運量(包含已簽訂合約及未簽訂合約的供應量)及興建中的營運量，預估至 2022 年才出現少量的供應缺口。

(六) 亞洲 LNG 市場

1. 中國

2015~2017 年 LNG 合約供應量已超過國內需求量，隨著需求成長至 2025 年可能約有 15 MTPA 的供應缺口，但工業及製造業對 GDP 貢獻成長趨緩，可能使 LNG 長期需求趨於疲軟。

2. 印度

印度 LNG 需求逐漸成長，惟無法成為下一個中國(有 LNG 需求成長潛力)，原因如下：

- (1) 印度 LNG 買家雖具高度雄心，但生產力低。
- (2) 國內實施井口氣價管制政策，生產前景不看好。
- (3) 對天然氣需求高，但非以 LNG 價格，即便目前油價低迷及 LNG 現貨市場疲弱。
 - I. 電力及肥料部門享有使用 LNG 有補助(US\$4-6/ MMBtu)。
 - II. 其他部門則因油品價格低廉，抑低轉換燃料的誘因。

3. 新興市場

因國內天然氣需求(如電力)成長，東南亞諸國(如印尼、馬來西亞、新加坡、泰國、巴基斯坦、菲律賓、孟加拉、越南等國)將成為新興 LNG 進口國。

(七) 區域性的氣價差異

若油價再度走高，區域性的氣價差異將再出現，惟亞洲氣價與 NBP 的溢價將縮小。

(八) 亞洲買家應如何定位及回應低油價

1. 亞洲的買家正採行新的採購策略

- (1) 日本及韓國：未來需求不確定(核能議題、管制鬆綁)，買家將尋求合約數量及下游市場的彈性。
- (2) 中國大陸：國營石油公司合約超量，而新的買家又湧入市場。
- (3) 東南亞：目前油價疲軟之際，為新買家進入市場的絕佳時機。

2. 賣家須適應亞洲市場現況(尤其是新開發者)

- (1) Portfolio 供應可提供彈性(但以什麼樣的價格)。
- (2) 建構需求—與新進口業者合作，投資下游市場。

3. 燃煤仍為亞洲能源市場的主角(其價格已跌至谷底)，惟 LNG 價格能否進一步下跌，以吸收其供應過剩。

4. 亞洲各國都在建立綠色環保承諾，再生能源能否搶占燃煤及天然氣市場。

(九) 結論

1. 油氣市場供過於求，低油價(導致低氣價)及低能源需求，將對買賣雙方供需形成高度不確定性。
2. 新的 LNG 買家將出自國營電力公司及燃煤生產商，而賣家將對潛在市場

較有興趣。

3. LNG 買賣雙方都在思考開放、彈性的策略。
4. 買家偏好短期合約的情境下，新的 LNG 計畫如何完成 FID 將具挑戰性。
5. LNG 需求可能從新興市場萌芽，印度可能繼中國之後成為大需求者，但其對 LNG 價格敏感，東南亞/孟加拉及巴基斯坦可能是唯一的希望。

四、中國大陸天然氣市場自由化—市場參與者面臨的機會與威脅

(一) 中國大陸天然氣需求展望

1. 天然氣需求成長快速

2014 年中國大陸天然氣消耗量 185.5 bcm (約 1.36 億噸)，預估 2030 年將超過 500 bcm (約 3.68 億噸)，較 2014 年成長超過 2.5 倍。依用氣需求部門分類，工業、住商與發電部門都將有穩定成長，另交通運輸部門亦將有顯著的成長。

2. 經濟成長與環保因素，係天然氣需求成長兩大動能

隨著 GDP 成長，初級能源供應亦相對成長，天然氣作為初級能源的一部分，勢必隨之成長。為了抑制已經高居全球第一的 CO₂ 排放量，中國大陸須降低燃煤在發電能源之占比，將提供天然氣需求成長空間。

(二) 限制天然氣需求成長的不利因素

目前天然氣在中國大陸初級能源占比僅約 3%，預估 2020 年將快速成長至 10%。然而，仍有一些不利因素可能會限制成長速度，包括氣價管制、有限市場自由化與經濟成長趨緩等三大項因素：

1. 氣價管制

(1) 氣價無法反映購氣成本

LNG 進口價格係隨國際市場行情變動，惟目前中國大陸國內氣價仍受政府管制，氣價若無法充分反映地方配氣公司(LDC)之購氣成本，勢必減少渠等進口 LNG 作為供氣來源之意願，進而抑制用氣量成長。

(2) 氣價改革

隨著天然氣需求的強勁成長，中國大陸發改委(NDRC)陸續推行數項氣價改革措施，其中 2013 年 6 月推行之非住宅用氣分兩段定價，係依據前一年度之實際用氣量，將下一年度之用氣量分為既有需求量與增額需求量兩段取價。既有需求量適用較低之費率(Tier-1)，增額需求量則適用較高之費率(Tier-2)，將相對高價的進口 LNG/管道氣成本轉嫁至 Tier-2。

(3) 消除分段價差

分段取價雖可部份解決氣價無法充分反映地方配氣公司購氣成本的問題，但若長久持續下去，形成變相懲罰提升用氣量之終端消費者，不利於用氣需求成長，亦拖累天然氣產業的發展。因此，主管當局設法尋求消弭分段價差的時機。

以上海市氣價為例，發改委於 2014 年 9 月將既有需求量之費率(Tier-

1)提升至 US\$12/MMBtu 左右，分段價差縮小至 US\$2/MMBtu 左右，惟隨之而來的國際油價大跌，間接導致 LNG 進口價格也快速下降，甚至可與國產氣價競爭，發改委爰於 2015 年 4 月順勢將增額需求量之費率(Tier-2)亦調降至 US\$12/MMBtu 左右，分段價差自然消失。由於國際油價與 LNG 價格持續低迷，來自土庫曼的進口管道氣價格亦下跌，發改委將進一步調降氣價，刺激用氣需求的成長。

2. 市場自由化不足

(1) 三桶油主導 LNG 進口設施

儘管近幾年來中國大陸 LNG 接收站快速增加，但目前 90%以上接收站營運容量仍由三桶油(三大國營油氣公司：中海油 CNOOC、中石油 PetroChina 與中石化 Sinopec)所主導(詳如下圖)，其餘潛在買家若欲自行進口 LNG，須使用渠等之接收站。

(三) 政府推動 LNG 進口自由化。

2014 年政府推行數項措施，包含設立開放 LNG 接收站供第三方利用之試行辦法、鼓勵私人投資興建 LNG 接收站，並規定與建年營運量大於 300 萬公噸之接收站須經國務院審核，以促進 LNG 進口之自由化。

LNG 進口自由化進程仍相當緩慢，其主要原因如下：

1. LNG 接收站之投資金額龐大，對任何單一私人企業來說，都是項高風險的投資。
2. 三桶油不太願意開放接收站供第三方利用，以保護市場占有率。
3. 缺少實務經驗的新買家，面臨操作上的問題，尤其是合約配置以及船期安排。

(四) 市場風險是新買家最主要的考量

市場風險包含：

1. LNG 價格風險：如何避免高油價與高氣價的風險，以及如何與其他供氣來源競爭(包含國內自產氣與進口管道氣)。
2. LNG 需求不確定性：天然氣需求成長趨緩、國內自產氣及額外管道氣供應增加。

(五) 中國大陸 LNG 新買家面臨的機會與風險

機會：

1. 強勁成長的用氣需求創造新買家。
2. 低迷 LNG 現貨價格提供市場良機。
3. 現行國際 LNG 市場，買方有更高的議價能力。
4. 市場自由化為新買家開啟了大門。

風險：

1. 經濟成長減緩導致用氣需求成長趨緩。
2. 國內自產氣與管道氣進口量可能增加。
3. 高價的 LNG 價格可能抑低 LNG 長期競爭力。
4. 新買家缺少實務經驗，面臨操作上的問題，尤其是合約配置以及船期安排。

(六) 買家長約採購策略

標準 LNG 長約採購流程

1. 研析 LNG 價格趨勢、供需展望、供應商評估、LNG 產業鏈與下游客戶需求分析。
2. 列出潛在供應商名單。
3. 與供應商協商 HOA。
4. 與供應商協商 SPA。

(七) 利用多樣化合約組合，降低油氣價格波動的風險

1. 設計可將上游購氣價格風險轉嫁至自下游銷售價格之機制。
2. 決定價格指數機制：採用油價連動、氣價指數連動、現貨價格或混合型(Hybrid)價格(註：即油價與氣價混合)機制計價。
3. 經由指數、斜率與常數項、S-curve 與價格重議機制，降低價格波動風險。

五、LNG 訂約策略之轉變：是迷思還是現實？

(一) LNG 市場現況與未來展望

1. 亞洲現貨價格(JKM)已下跌至 US\$8/MMBtu 以下，長約價格亦隨國際油價下跌而走跌。
2. 由於歐(NBP)亞(JKM)間價差縮小，跨洋轉售套利行為業已消失。
3. LNG 船舶供應充足且運價低廉，船運日租金跌至 US\$50,000 以下。
4. 現貨與短約比例持續上升。
5. 談判主導權轉向買方。
6. 未來 5 年將有高達 100 MTPA 以上的新增供給量上線。
7. 美國及澳洲的 LNG 出口計畫是最主要的供應來源。
8. 需求成長不如預期，2020 年以前東北亞買家已簽約量超過需求量。
9. 面對不確定的未來，幾個新興 LNG 出口計畫可能被迫取消。
10. LNG 新買家(包括埃及、約旦、巴基斯坦與波蘭等)陸續加入。

(二) 市場現況使買家與賣家須重新思考：

對賣家而言：

1. 新的 LNG 長約需求將來自何處？
2. 有多少計劃中的 LNG 出口計畫將被迫展延？
3. 買家是否運用價格重議條款，將長約價格壓得更低？
4. 賣家如何改變策略去銷售 LNG？
5. 近期商轉 LNG 出口計畫的預期利潤？

對買家而言：

1. 有多少談判主導權已轉移至買家？
2. 買家是否應該多選擇短約替代長約？
3. 近期價格走勢如何衝擊油價連動與氣價連動選擇的偏好？
4. 買家可將油價連動斜率壓低至什麼程度？
5. 目前的市場環境是否提供足夠的誘因去興建新的 LNG 接收站？

對市場全體而言：

1. 油價何時回升？回升幅度多少？
2. 有多少業界的合併案將發生？
3. 未來十年還有多少未簽約的 LNG 需求量？
4. 經濟投機者是否會規避合約義務？
5. 跨洋轉售套利行為是否受限？
6. LNG 供應充裕是否加速亞洲天然氣交易中心成立？

(三) 近期市場現象與市場參與者受影響事例

市場現象	事例說明
------	------

賣家競爭激烈以取得新買家供應權	中東與北非新買家標案斜率在12%以下
傳統合約提貨義務面臨挑戰	印度買家選擇現貨取代長約
LNG 出口計畫僅能期望約 5%利潤	新興的澳洲出口計畫成本飛漲
賣家合併潮浮現	Shell/BG 合併案，Woodside/Oil Search 是否為下一波？
小型買家湧現(除 JERA 外)	獨立發電廠、區域性發電業與瓦斯公司等
推動刪除目的卸貨港條款	由 JERA 引領的東北亞買家提出
長約簽約量大幅減少	2014 年>1500 萬噸/年，2015 年<700 萬噸/年
重議合約與價格	日本、南韓、中國大陸與印度買家提出
跨洋轉售套利的行為消失	NBP/JKM 價差<US\$1/MMBtu
預期潛在的供應來源	伊朗 LNG 出口計畫、卡達解除北方氣田開採禁令

(四) 2025 年以前 LNG 訂約策略之轉變：

1. 供過於求與更多的市場參與者

- (1) 跡象顯示隨著全球用氣需求成長減緩，未來十年 LNG 市場將進入供過於求、價格低迷的時代。
- (2) 2015 年全球 LNG 供給大於需求量 10 MTPA，預估 2020 年將擴大到 50 MTPA。
- (3) 印度、埃及、巴基斯坦、約旦、波蘭、立陶宛、泰國與馬來西亞等新買家之湧現。
- (4) 孟加拉、越南、菲律賓、斯里蘭卡、緬甸、阿布達比、加勒比海國家與南美洲國家等潛在買家亦將陸續加入。

2. 未來十年的市場與合約變化可分為三階段

2015~2018 年：

- (1) 買方需求有限與多變，偏好投機型採購行為，賣家須提報具競爭性計畫書。
- (2) 除價格競爭外，買方(特別是有季節性需求的)追求有彈性的提貨條款。

- (3) Portfolio 供應商、獨立貿易商與簽約過量的轉售商將較有商機。
- (4) 可達成 FID 新的開發 LNG 計畫相當有限，最多 5 個。
- (5) 因對未來油氣價格充滿不確定性，終端用戶傾向簽署短期或數量較少的合約。

2018~2020 年：

- (1) 競爭力較差的液化廠將降低名目產能。
- (2) 轉售、跨洋換貨與開發具流動性指標將持續進行。
- (3) 油氣價格將到達新的平衡點，現有合約陸續到期，新需求將出現。
- (4) 潛在買家與計畫開發商共同合作，使 LNG 計畫邁向 FID。
- (5) 現有合約可能經過重議或訴諸仲裁。

2020~2025 年：

- (1) 過去五年留下談判成果：限制目的卸貨港條款減少、更多彈性與具競爭力的計價機制、更詳盡的價格重議條款。
- (2) 東北亞買家熱衷 LNG 合約數量與期限多元化。
- (3) 隨著 LNG 作為船用燃料逐漸盛行，LNG 市場將更為多元化。
- (4) 低成本/低風險的 brownfield LNG 出口計畫較易取得新需求。

3. 面對買方市場，供應商可能做出的回應

- (1) 交貨彈性：
 - 交運彈性：有權指定目的卸貨港、轉賣貨氣、取消提貨、換貨。
 - 數量彈性：降低 Take-or-Pay 限制、寬鬆的 DQT 與 UQT 量。
- (2) 價格競爭力：
 - 計價機制：油價連動斜率 12~13%、混合型連動。
 - S-curve：油價在 US\$ 30~50 設立下限、US\$ 70~90 設立上限。
 - 價格重議：每 5 年進行，變更價格須雙方同意才算完成。
- (3) 差異化：
 - 財務面：信用評等低的買家需提供信用保證。
 - 綜合商品/液化產能：提供綜合商品或與液化產能混搭銷售。
 - 氣源：Portfolio 氣源使 LNG 供貨品質差異大。

(五) 結論

1. LNG 市場供應過剩與價格低迷，使談判主導權轉向買方，提升買方採購投機性。
2. LNG 需求成長不如預期(具季節性、對價格敏感以及分佈零散)，供應商面臨激烈的競爭，未來數年新興 LNG 計畫達成 FID 的數量將減少。
3. 採購策略的改變可能導致下列結果
 - (1) 買方傾向短期與中期合約，且數量有限。
 - (2) 油價連動合約足以和 Henry Hub 連動合約競爭。

- (3) 買方追求更多合約彈性(不限制目的卸貨港、轉售權利等)。
 - (4) 現行合約將重新談判，甚至訴諸仲裁。
4. 長約市場充滿著不確定性，更多新的參與者(如伊朗)可能加入。

六、與氣價連動的美國 LNG 所面臨的挑戰

(一)美國 LNG 的特色

1. 相對 2005 年後推出的 LNG 出口計畫，其建設成本較為低廉。
2. 無須或較少投資在上游的氣田開採。
3. 低廉 Hub-linked 天然氣來自具競爭性蘊藏豐富的天然氣市場。
4. LNG 一裝載後沒有合約上的限制，轉賣亦不需要分享利潤。
5. Tolling 及 quasi-tolling 合約下，對於選擇不提取 LNG 有更大彈性。

(二) 美國天然氣管線及 LNG 出口基礎設施

(1) 美國天然氣管道—複雜且密集

- 配氣管線：216 萬哩
- 集氣管線：17,600 哩
- 輸氣管線：301,700 哩
- 有 1370 家管線營運者

(2) 美國 LNG 出口將改變美國天然氣市場

- 全美現有 5 個 LNG 出口計畫正在興建中，陸續有新計畫加入
- 其中 4 個出口計畫位於墨西哥灣沿岸，1 個位於馬里蘭州沿海
- 此 5 個 LNG 出口計畫總產能約 9 bcf/d，美國國內需求為 70 bcf/d
- 許多 LNG 出口計畫已獲許出口至 FTA 及 nonFTA 國家

(三) 美國天然氣供應的特性

1. 天然氣蘊藏量豐富且價格低廉。
2. 美國天然氣市場與 LNG 銷售市場差異甚大，LNG 出口須安排天然氣的供應。
3. 在法律及商務上的主要差異：
 - (1) 契約期限：僅少數氣源供應商願意簽訂 5 年以上契約。
 - (2) 數量：不易找到單一的供氣來源，能完全支援大規模的 LNG 出口需求。
 - (3) 地理位置：相關價格指數或基礎與其他指數及流動性比較。
 - (4) 無價格重議條款，惟價格指數可能中斷。
 - (5) 契約型式：採 NAESB 條款及短期合約。
 - (6) 賣方財務及信用評比狀況。
 - (7) 對於非美國指數(如 Brent 及 NBP)幾乎不予考量。

(四) 美國天然氣供應須注意事項

1. 協議 LNG SPA 之價格及下游天然氣氣源供應，須考量以下因素：

- (1) 契約期限
 - (2) 信用評比
 - (3) 由於氣源改變，連動指數跟著改變
2. 簽訂 tolling 契約時，買方須保有數量彈性或簽訂有彈性的 SPA。
 3. 氣源發生不可抗力事件，對上游影響程度。
 4. 氣源是否專屬於某出口計畫/買家。
 5. 賣方與 toller 須重新思考所有標準的 LNG SPA 條款，確保美國氣源的權益、風險及差異業已充分考量。

(五) 確保美國天然氣氣源供應之因素

1. LNG 液化廠的地理位置
 - (1) 接近豐富氣源及運輸能力
 - (2) 轉換供氣來源
2. 氣田至液化廠的管道數量及輸氣能力
 - (1) 採購點—尾端或主要管道
 - (2) 相關管道的確定運能
3. 未來 20 年美國天然氣市場供需變化及其潛力，是否改變液化廠的現行天然氣交運/價格交易指標及氣田間的關係。
4. 現行美國天然氣市場及契約規範，LNG 出口計畫搭配供應穩定及交易彈性大的氣源之必要。
5. 訂價機制的潛在效應，可能改變氣源價格及 LNG SPA 銷售價格
 - (1) 氣源供應商及銷售條件的改變
 - (2) LNG 銷售契約下之價格重議條款
 - (3) LNG 銷售市場改變
 - (4) 油價的變化

(六) 結論

美國頁岩氣大規模開發，使美國國內天然氣產量大幅增加，改變美國能源市場及發電結構，預期將提高全球 LNG 供應量，並改變全球 LNG 交易的流動方向，且引進 Henry Hub 氣價指標之訂價機制。美國 LNG 給全球 LNG 買家及進口國提供了新增的供應來源，是一個巨大的商機，惟美國天然氣氣源存在之差異性，須審慎考量。

七、LNG 交易展望—彈性、流動性及價格

(一) LNG 產業發展過程

1. 1964-1986 年間：早期年代
 - (1) 買家/賣家較少
 - (2) 雙邊貿易
 - (3) 次級計價模式(如與油價或石油產品運動)
2. 1985-2000 年間：緩步成長階段
 - (1) 供應量逐漸增加
 - (2) 有彈性高成長買家衍生，如西班牙、南韓
3. 2000 年後迄今：彈性增加階段
 - (1) 距離不是關鍵
 - (2) 美國/歐洲各自發展天然氣交易中心
 - (3) 亞洲市場需求量大幅增加
 - (4) Portfolio 賣家崛起
 - (5) 非彈性的參與者開始產生

(二) 美國 LNG 結構上的演進

美國過去為 LNG 進口國，2009 年起因頁岩氣產量大增，一躍成為全球最大天然氣生產國，並大幅減少 LNG 進口量，未來美國將從 LNG 進口國轉變為出口國。

(三) LNG 市場交貨彈性增加

- (1) 自 2005 年起卡達有額外的供氣量可支援新增的需求。
- (2) 2020 年開始美國具交貨彈性的數量將注入 LNG 市場。
- (3) non-US 權益及 portfolio 數量具交貨彈性。
- (4) 新 non-US 供應來源，有 20%具彈性、80%不具彈性。
- (5) 現行契約到期後，重談的新合約將具彈性。

(四) LNG 市場參與者多樣化

- (1) LNG 出口國/賣家：截至 2014 年，全球共有 19 個 LNG 出口國及 34 個天然氣液化廠。
- (2) LNG 進口國/買家：截至 2014 年，全球共有 29 個 LNG 進口國及 110 座 LNG 接收站。

(五) 2014 年 LNG 交易概況

- (1) 依據 GIIGNL 估計，2014 年 4 年以下中短期契約交易的 LNG 數量約為 70 MTPA。
- (2) 依據 BG 估計，2014 年以 1 年以下短約交易的 LNG 數量約有 40 MTPA，現貨交易的數量則約 10 MTPA。

(六)美國天然氣或將改變全球 LNG 市場貿易模式

- (1) 供應鏈是區隔的。
- (2) 計價機制透明化。
- (3) 墨西哥灣具成長潛力。
- (4) Henry Hub 指數連動計價供應，對某些買家需要過渡期。
- (5) 大部分的計畫開發者仍須尋求資金支持。

(七)需求面趨勢帶動改變

- (1) 買家須面對市場更大的不確定性。
- (2) LNG 市場更細化—更多的買家採購較少的數量。
- (3) LNG 的角色在改變—成長的市場有更多的選擇。
- (4) Portfolio 參與者將自細化與不確定市場獲利。

(八)LNG 成為國際大宗商品之可能性

驅動力	抑制力
1.流動性增加	1.全球市場沒有總體決策者
2.市場參與者增加	2.買家/賣家合作有限
3.供應鏈區隔	3.現行長約須逐漸消化
4.亞洲啟動 LNG&氣價指數	4.財務融資須仰賴長約支持
	5.氣價指數可靠度及價格水準將耗時建立
	6.缺少標準化交易及地區一致性

(九)結論

- (1) LNG 產業自 1964 年開始發展
 - 雙邊固定式貿易
 - 1985 年之後開始有彈性，2000 年逐漸產生驅動力
- (2) LNG 產業未來發展將由以下因素決定
 - 流動性增加—受美國 LNG 出口帶動
 - 買家的要求—受需求不確定的增加及其他燃料的競爭影響

- (3) 全球 LNG 產業將朝向更有效率的方向發展
- 驅動力抑制力交互影響，決定發展的程度
 - LNG 商品化目標恐非短期能達成

八、油價與天然氣市場之關聯

(一) 天然氣價格訂價模式：

	油價連動	氣價連動	其它
全球消費	17%	43%	40%
國內生產	6%	42%	52%
進口	51%	42%	7%
管道氣進口	38%	51%	11%
LNG 進口	74%	26%	

(二) 油價連動與氣價連動合約

從全球消費來看，合約油價連動雖僅佔不到 20%，惟全球天然氣進口貿易中，仍有高達 51% 合約與油價連動。

1. 自 2009 年起與油價連動合約比例逐漸降低，反之，與氣價連動合約比例攀升。
2. 現貨及短約占比亦相對提升。

(三) 區域性氣價差異

由於全球天然氣生產和消費的區域分割，天然氣國際貿易多數是通過管線或船運來運輸的。地理上的限制和運費的高低使得世界各地形成了具有明顯區域特性的天然氣價格體系，主要有四種代表性的價格，分別為美國 Henry Hub 價格、德國平均進口到岸價、英國 NBP 天然氣價格和日本 LNG 價格。從定價機制來看，北美與英國採用市場定價，歐洲大陸採用天然氣與油價連動的方式，日本 LNG 採用與原油進口平均價格連動的方式。

(四) 2010-2015 年 LNG 計畫 FID 情形

2011 年 FID：達 28 MT，共有 6 個計畫，多為澳洲 LNG 計畫
2012 年 FID：達 24 MT，共有 5 個計畫，多為美國或澳洲 LNG 計畫
2013 年 FID：達 29 MT，共有 3 個計畫，多為美國或俄羅斯 LNG 計畫
2014 年 FID：達 27 MT，共有 4 個計畫，多為美國 LNG 計畫
2015 年 FID：達 17 MT，共有 3 個計畫，全為美國 LNG 計畫
自 2011 年至今，已簽訂之 LNG 長約中，有 36% 是來自於美國 LNG 出口計畫。

(五) 全球市場動態

1. 歐洲地區：該地區可使用管道氣或 LNG，油價連動之長約則因具提貨量彈性及價格重議條款，其價格與管道氣可輕易轉換，管道氣價格最高不會超過油價連動之價格。
2. 亞洲地區：該地區多僅能使用 LNG，現貨價格多與油價連動，最高不超過與油平價之水準。

(六) 近年來 LNG 市場供應更具彈性，有助於各地區市場連結：

卡達周旋於亞洲及歐洲市場，於兩個市場中尋求套利機會；歐洲地區轉售貨氣至其它地區，自 2012 年起將大量多餘貨氣轉賣至亞洲或拉丁美洲。

(七) 各地區 LNG 價格整合：

歐洲氣價與亞洲氣價相互競合，同時日本長約與現貨價格亦愈趨一致，惟美國氣價仍持續低於其它地區。

(八) 油氣市場中期展望

1. 油市場動態

2014 年 11 月以前，Non-OPEC 國家供應持續增長，OPEC 國家則視全球需求增減其產量，2014 年 11 月以後，OPEC 國家供應持續增長，Non-OPEC 國家須視全球需求調整產量。

影響全球原油供應重要因素包含美國及 OPEC 生產情況，以及中東地區地緣政治關係，全球需求則受價格效果以及全球經濟成長力道決定。

IEA 預估 2016 年全球油市供過於求的局面將持續，價格仍十分疲弱，影響價格表現因素主要在供應面，其中包含近年來油價高漲刺激產油計畫大量開發，產油國藉由擴大產能以平衡成本，開採技術有助於提升傳統油田產量，以及開採成本下降等。

綜合以上供應面結構因素，預計未來油價將維持在每桶 60-70 美元。

2. 天然氣/LNG 市場動態

2020 年以前，天然氣/LNG 可能供應過剩：

- (1) 全球新增供應達 140 MTPA，主要來自於澳洲、美國及俄羅斯 LNG 出口計畫。
- (2) 俄羅斯至少有 100 bcm 產能餘裕。
- (3) 短約交易量將持續成長。
- (4) 2020-2025 年間，因價格展望不利於新 LNG 計畫開發，供應可能較為吃緊。

(5) 需求面臨不確定性；包含歐洲、亞洲、新興市場...。

3. 美國是否可能會短缺天然氣

- (1) 美國天然氣生產是與油價高度相關(與凝結油產量相關程度達 70%，與氣價相關程度僅 7%)。
- (2) 美國頁岩氣之開採，多來自於緻密油及富含可煉製與石油相關產品之高熱值氣田。
- (3) 低油價將抑制產油量，進而影響天然氣生產。
- (4) 產量降低加上需求成長，未來氣價可能上升。
- (5) 目前氣價低迷，衝擊美國 LNG 出口之競爭力。

4. 美國頁岩氣公司負債如同希臘債務

美國許多頁岩氣探勘公司呈現高度虧損狀況，許多公司甚至在油價下跌前現金流量即為負值：

5. 結論：

(1) 油價方面：

- 預期 2016 年油價仍持續低迷
- 緻密油、伊朗及地緣政治情勢發展為關鍵因素
- 2017 年之後，須視全球經濟及需求成長狀況
- 油價低迷，須尋求新的損益平衡點(約 60-70 美元間)

(2) 天然氣市場：

- 預計至少 2020 年以前供應充裕

(3) 氣價方面：

- 長期合約多與油價連動
- 現貨價格依然承壓
- 長期合約與 Henry Hub 氣價連動不具競爭力

(4) LNG 開發計畫

- 在低油價及低氣價(現貨)的市場環境下，新計畫的開發將備受挑戰

九、Gazprom 跨足亞洲天然氣市場

(一) 亞太主要國家 LNG 及管道氣進口量預估：

日本核能機組陸續開始恢復運轉，預測未來十年日本對天然氣需求趨緩，2020 年 LNG 進口需求量約 101bcm(74 MTPA)。惟中國大陸對天然氣需求將增加，2025 年時亞太地區天然氣進口量將成長 2.5 倍，達 131bcm(96.32 MTPA)，屆時中國大陸將成為亞太地區主要天然氣/LNG 進口國。

(二) 美國 LNG 在亞太市場價格

1. 2012-2014 年上半年，美國 LNG 在亞太市場價格(DES 報價)約 US\$8-12/MMBtu，遠低於亞洲 LNG 長約價格 US\$14-15/MMBtu。
2. 2014 年下半年起，因國際油價從每桶 US\$100 下跌至 US\$50-60，LNG 長約價格也下跌至 US\$8/MMBtu 左右，使得亞洲長約價格與美國 LNG 運送至亞洲地區的價格已無多大差別。

(三) 擴張亞洲市占率是 Gazprom 主要目標

俄羅斯 Gazprom 在亞太地區市場，主要自俄國東岸的 Sakhalin II 氣田供應，包括日本、南韓、台灣、中國、印尼等國家，未來將透過俄國東西兩條輸氣管線供應管道氣給中國市場。

(四) Gazprom 在亞太市場供應情形

1. 亞太市場是 Gazprom 主要銷售目標，2014 年 Gazprom 有 60% LNG 銷售至亞太地區，預估 2015 年 Gazprom 的 portfolio LNG 銷售量約 350 萬噸。
2. Gazprom 銷售的氣源主要來自俄羅斯與奈及利亞，分別占供應比例的 43%與 18%。2005-2015 年間，銷售 LNG 予日本約 440 萬噸，銷售至南韓約 290 萬噸。

(五) Sakhalin-II 計畫第 3 條產線

1. Gazprom 與 Shell 於 2015 年 6 月簽署備忘錄，共同興建 Sakhalin-II 液化廠第 3 條產線。
2. 擴建生產線將使 Sakhalin-II 年產能高達 5.4 MTPA。
3. 第 3 條生產線預計 2021 年完工投產。

(六) Gazprom 在中國大陸市場的發展

1. Gazprom 計畫以管輸天然氣供應中國大陸，管輸天然氣分為東西兩

線，供氣年限 30 年，東線透過 Power of Siberia 管線每年供氣 380 億立方公尺，預定於 2018 年完成主要基礎設施；西線經由 Power of Siberia-2 每年輸氣 300 億立方公尺，Gazprom 與中國大陸國家石油公司(CNPC)於今年 5 月已先簽署框架協定(Framework Agreement)。

2. Gazprom 亦在評估自俄國東部供應中國大陸天然氣的可行性。

十、買家如何定位最佳採購策略

(一) 確定需求及檢視選項

1. 數量、時機及目的。
2. LNG 品質規範。
3. 最終使用者市場及訂價條款。
4. 彈性。
5. 那些規劃中 LNG 出口計畫最符合需求。
6. 那些規劃中 LNG 出口計畫最可能成功。

(二) 了解何時及如何作出承諾

1. 具約束力或不具約束力之 HOA。
2. 具約束力合約需要明確性。
3. 誠意協商合約。
4. 盡合理努力。

(三) 確保價格合理

1. 亞洲買家要求較低價格。
2. 傳統油價連動價格。
3. 新一波美國 LNG 出口計畫以 Henry Hub 連動計價。
4. 亞洲天然氣價格指標。
5. 價格重議條款對亞洲買家仍相當重要。
6. 歐洲經驗及遭遇困境。

(四) 尋求降低風險或獲取價值

1. Take or Pay 條款。
2. 數量彈性。
3. 目的卸貨港彈性。
4. 責任門檻
5. 增量 LNG。
6. 展延條款。

(五) 長期關係

1. 簽訂 SPA 為經營長期關係之起點
2. 採取雙贏策略
3. 兼顧買賣雙方共同利益
4. LNG 出口計畫資金需求。

十一、從加拿大 LNG 出口計畫檢視亞洲 LNG 買家基本需求

(一) 亞洲能源政策與政經情勢主導未來需求

1. 日本：發電能源組合決定未來對 LNG 需求
能源組合：核能電廠恢復運轉
供應安全：發電燃料來源多樣化(再生能源)
策略：潔淨電力供應組合與 LNG 運輸燃料。
2. 南韓：LNG 需求需求降溫
能源組合：低成本燃煤
策略：政府支持核能政策
經濟：成長趨緩
3. 中國：LNG 需求可能成長
能源組合：低成本燃煤及水力
策略：長期趨向潔淨能源組合
經濟：相對趨緩
4. 印度：LNG 需求可能成長
供應安全：減少仰賴 OPEC
策略：長期趨向再生能源及核能
經濟：經濟持續成長、LNG 需求增加(電力、天然氣輸送及肥料)

(二) 加拿大 LNG 出口計畫的潛力

1. 加拿大 LNG 出口計畫的競爭者

加拿大 LNG 出口計畫需要面臨全球競爭者包括：莫三比克、伊朗、俄羅斯、澳洲與美國等國，加拿大執行中的計畫與待取得出口核准的計畫總年產能約有 332 MTPA，其規模甚至超過美國的 250 MTPA (包含營運中、興建中與待取得 non-FTA 出口核准等計畫的總年產量)。

2. 影響 LNG 供需主要因素

- (1) 政策因素：發電能源組合與民生消耗量。
- (2) 能源多樣化：能源供應安全與能源多樣化。
- (3) 替代燃料：進口燃料成本與是否易於取得。
- (4) 其他衝擊供需因素：經濟發展與地緣經濟。

3. 加拿大 LNG 出口計畫之評估

- (1) 目前有 23 個 LNG 液化廠投資計畫。
- (2) 其中 7 座液化廠年產能超過 10 MTPA。
- (3) 氣源來自 Horn River Basin、Montney Basin 及 Deep Basin 等三個天然

氣田。

(4) 有幾個計畫能達成 FID

4. LNG 產業結構有如環環相扣的生態系統

- (1) BC 省與聯邦政府法規：目標建構永續 LNG 產業，平衡股東與加國政府經濟利益。
- (2) 供應鏈投資：由各國油氣產業投資者與 LNG 買家共同投資 CAD \$1000 億元(探勘開發 CAD\$500 億+管線 CAD\$100 億+液化廠 CAD\$350 億+海運 CAD\$50 億)
- (3) 工程、採購與興建工程：與 EPC 密切合作以獲得技術、時間與成本管控，完成液化廠興建目標。
- (4) 地方相關利益者：政府需確保地方權益與環境保護，同時達成液化天然氣開發目標。
- (5) 更多產業參與：能源商需要尋找新氣源商機或維持現有的市場定位。

(三) 加拿大 LNG 開發計畫的潛力

1. 可利用的優勢與面臨的挑戰

競爭優勢

- (1) 長期供氣穩定：蘊藏量豐富充裕，並取得 40 年的出口核准。
- (2) 整合利益：全球知名油氣公司投資，整合上游供應商，LNG 買方共同投資。
- (3) 地理優勢：近亞洲市場，距離 8600 公里，不須通過巴拿馬運河。
- (4) 政府支持：英屬哥倫比亞政府支持 LNG 興建計畫(包括人力、訓練及設施支援)，以改善政府財政收入。
- (5) 開放貿易：允許非貿協國家交易，降低未來無法取得出口許可之風險。

主要挑戰

- (1) 政府政策與環保法規多變：新法規的公佈，繁複的環保許可。
- (2) 新氣田開發：須開發上游資源，興建開採設備、管輸等基礎設施。
- (3) 政府與股東利益分配：整個價值鏈的利益分配，非政府環保組織活躍。
- (4) 潛在成本與價格折扣：目前經濟情勢挑戰新氣田開採成本，合約承諾量不足。
- (5) 勞工與資源：勞動力供給不足，人工成本及物價上漲等。

2. 加拿大是北美到亞洲的最短航線

- (1) 加拿大距離亞洲市場最近且最安全。
- (2) 具經濟效益(營運成本較低，年航次最多)。
- (3) 降低運輸風險與複雜性。

3. 長期氣源穩定且容易取得

(1) 可靠的氣源與政經穩定的政府支持

- 擁有 8140mt 頁岩氣蘊藏量
- 延長出口核可年限、具競爭力的稅制與提高折舊率等

(2) 鼓勵亞洲買家投資

- 亞洲對國外油氣投資成長(2007 年 14%，至 2014 年成長至 22%)
- 與許多亞洲國家簽訂雙邊同意書
- 與亞洲能源公司有穩定的合作關係

(3) 世界知名油氣公司合作投資

- 與 Shell、Chevron、Woodside、Petronas、KOGAS、Mitsubishi、PetroChina 等公司都有合作或合資關係。

(四) 全球新開發氣田之成本與優劣比較

1. 加拿大西岸

(1) 氣價約 US\$11.59/MMBtu (氣源成本\$4.98+液化成本\$4.90+運輸成本\$1.02+再氣化成本\$0.7) (註：CCA 新制降低成本約~\$0.12)。

(2) 優勢：天然氣蘊藏量豐富、航運距離短。

(3) 劣勢：缺乏勞動力及輸氣管線。

2. 美國西岸

(1) 氣價約 US\$10.00/MMBtu (氣源成本\$4.5+液化成本\$3.6+運輸成本\$1.2+再氣化成本\$0.7)。

(2) 優勢：不須支付運河通行費、航運距離短、氣田種類多元、接近 Hub 價格及勞動力充足。

3. 美國墨西哥灣

(1) 氣價約 US\$10.05/MMBtu (氣源成本\$4.35+液化成本\$2.8+運輸成本\$2.2+再氣化成本 0.7)。

(2) 優勢：勞動力充足、適用 Henry Hub 氣價指標、靠近歐洲市場。

(3) 劣勢：出口至亞洲需支付巴拿馬運河費、距亞洲市場較遠。

4. 莫三比克

(1) 氣價約 US\$11.90/MMBtu (氣源成本\$4.10+液化成本\$4.93+運輸成本\$2.17+再氣化成本 0.7)。

(2) 優勢：天然氣蘊藏豐富、勞工成本低廉、國內需求不高。

(3) 劣勢：距亞洲市場較遠、政權不穩定、缺乏基礎建設。

5. 澳洲

(1) 氣價約 US\$12.34/MMBtu (氣源成本\$4.30+液化成本\$6.30+運輸成本\$1.04+再氣化成本 0.7)。

- (2) 優勢：距離亞洲近、氣田種類多元。
- (3) 劣勢：成本有上漲趨勢、勞動力效率低。

6. 俄國 Gazprom

- (1) 氣價粗估約 US\$9~11/MMBtu。
- (2) 優勢：天然氣蘊藏量豐富、高效率、管道氣不需再氣化。
- (3) 劣勢：政權不穩定、須興建管輸設施。

(五) 在現行經濟環境下加拿大 LNG 開發計畫是否具競爭力

1. 勞動力不足可能導致成本增加或計畫延遲

(1) 英屬哥倫比亞勞動力結構及占比

- 英屬哥倫比亞 230 萬勞動力中，油氣產業勞工約 13,000 人
- 英屬哥倫比亞勞力性質多為服務業
- 大多數為農林漁牧礦及油氣產業
- LNG 產業勞力需要從其他產業部門或各地方，甚至國外取得。

(2) LNG 產業勞動力需求：各個 LNG 供應鏈每年至少需要 10,000 員工。

2. 近期 LNG 供應過剩降低投資計畫效益

- (1) 中國大陸 LNG 需求成長不如預期，且東北亞冬季氣候溫暖，以及幾個 LNG 計畫已進入商轉階段，造成 LNG 市場供應過剩。
- (2) 2015 年至 2017 年新興計畫產能將再增加 101.35 MTPA，預期 2015 年至 2018 年 LNG 市場將面臨供應過剩的情形。

3. 國際情勢與潛在因素衝擊

影響全球 LNG 供需因素：再生能源、運輸燃料、氣候變化

(1) 美國：

- 頁岩氣蘊藏量豐富，將使全球 LNG 供應增加
- 自美國墨西哥灣出口 LNG 至歐洲或亞洲是否順利？
- 美國天然氣出口是否設限？

(2) 俄羅斯：

- Gazprom 與 CNPC 簽署的管道氣合約價值超過美金 4 千億元
- 每年供應 28 MTPA 公噸天然氣，契約年限 30 年，較 LNG 價格低
- 是否有餘力穩定供應歐洲管道天然氣？

(3) 伊朗：

- 制裁解禁後的伊朗局勢
- 投資者是否回流？
- 伊朗將會出口歐洲或是亞洲？

- (4) 日本：
 - 核能電廠恢復運轉之計畫及時程？
 - 是否增加運輸部門的天然氣用量？
- (5) 南韓：
 - 支持核能政策
 - 增加使用燃煤
 - 缺乏自產氣及管道天然氣進口
- (6) 中國大陸：
 - 過去仰賴燃煤發電
 - 天然氣蘊藏豐富，視成本效益決定是否開採

4. 油價下跌與環境不確定因素將重新架構 LNG 供需

2020 年之後的價格預測：未來 LNG 價格高低，端視美國、歐洲及日本各區域天然氣指標價格差異、全球價格水準及區域經濟發展等因素。

環境不確定因素

- (1) 推遲(Deferral)：油價下跌限制資本支出，推遲 FID 與首船出貨時程。
- (2) 出局(Shake-Out)：削減資本支出可能促使供給減少，開發在階段早期與上游沒有既得利益的計畫風險最高。
- (3) 買家(Buyer)：買家越來越謹慎和擔心被套牢，2020 年之後需求有重大不確定性，替代燃料的可能性不斷增加。
- (4) 新價格點(New Price Points)：新計畫將挑戰低於 US\$10/MMBtu 的氣價。
- (5) 經濟效益(Focus on Economics)：重新評估/審核成本結構及成本降低。
- (6) 總體影響(Overall Impact)：領先的投資者、投資標準、成本管控能力將決定計畫完成時程與投資效益。

(六) 加拿大 LNG 開發計畫可成為亞洲買家選項的原因

1. LNG 開發計畫能成功，有三大主要因素

- (1) 鎖定目標市場
 - 亞洲有長期穩定且可靠的需求
 - 多元化的組合
 - 股東的價值鏈與參與者利益
- (2) 完善的架構
 - 股東支持法規通過與取得政府核准，是驅動計畫進行的關鍵。
 - 興建與營運期間有完善的成本管控與供應鏈管理。
- (3) 成本管控
 - 提高投資淨現值支援與具有競爭力的稅收、財務結構及未來擴張性

2. 加拿大 LNG 開發計畫具優勢

- (1) 供應穩定-長期可靠的氣源，穩定的政經環境及未來具擴張性。
- (2) 距離優勢-離亞洲市場最近最短、最安全。
- (3) 迎合投資組合考量-參與合資、價值鏈管控和定價與成本相關風險管理。

3. 加拿大計畫的劣勢可透過以下方式解決

- (1) 重視亞洲買方的利益。
- (2) 解決共同利益者與法規的複雜性。
- (3) 控制因環境所造成的高成本。

4. LNG 產業週期性將使加拿大有更多的機會

- (1) 目前已有少量品質優異的計畫。
- (2) 利用加拿大的優勢提升市場地位，將可使更多的計畫投入。

肆、心得及建議事項

- 一、LNG 市場正經歷前所未見的變化，油價大跌，液體燃料價格競爭力提升、新興 LNG 出口計畫建造成本持續高漲，以及東北亞主要買家如日、韓及中國大陸等國能源市場逐漸解除管制，未來用氣需求不確定性高，導致多數大買家紛紛擱置新合約的簽署，以 2013~2014 兩年計，簽署的合約量較 2011~2012 兩年下降高達 50%。

由於供電系統具動態性，本公司天然氣用量常受機組大修及運轉情況、氣溫、水文、負載變動等因素影響而變化，而目前 LNG 市場發展已有利於提升買方議約優勢，合約條款更具彈性，如買方彈性數量(DQT 或 UQT，約為年度交貨量之 10%)，已為目前議約時討論議題之一。

- 二、在美國、澳洲 LNG 出口計劃供應潮來臨之前，市場已產生供需失衡的問題，許多剛簽署的合約無法全數銷往消費者，終端使用者也發現所簽署的合約量超過本身需求量，加上卡達尚需設法銷售其尚未簽訂合約的產能，市場出現許多過剩的貨氣。

此外，美國 LNG 的加入，其產能表面上已銷售一空，但這些量有很多還握在 portfolio 賣家和貿易商手上，他們皆不屬於終端使用者，終究需再尋找買家。又有些買家必須提取比合約下限更低的合約量以因應疲弱市場需求，導致這些未提足的合約量又流入市場，加上新計畫案供應量加入，使得供需失衡問題更加嚴重，預期亞洲市場在 2020 年中前都將面臨超額供給的市場環境。

- 三、過去亞洲地區 LNG 訂價機制大多與油價連動，自從美國 LNG 加入市場供應後，引進 Henry Hub 氣價連動價格，使得亞洲 LNG 進口國在洽談 LNG 合約時，希望供應商同意以與 Henry Hub 氣價連動計價，藉以降低全球天然氣/LNG 市場與石油市場之關連性，並擺脫傳統天然氣/LNG 以油價連動之計價方式。

事實上，不論價格連動指標為何，多數買家在意的終究還是最終到岸價格，過度仰賴單一價格指標固有其風險，美國 LNG 雖建立新的競爭價格基準，惟傳統方式油價指標定價體系仍會存在，市場普遍認為短、中期油價及天然氣價格將因市場持續寬鬆，價格大幅回升機率不高，不同契約應搭配不同價格機制，適當管控並採取相關之避險措施，以降低能源市場價格波動之風險。

- 四、亞洲 LNG 需求主要來自：日本、韓國及中國大陸等，其中日本是全球最大的 LNG 進口國，2011 年福島核事故後，日本關停核反應爐，大量進口 LNG，然而隨著核電的重啟，日本 LNG 進口量卻呈現下降趨勢；而南韓則

是計劃以更多的燃煤與核能取代 LNG 發電，未來兩年 LNG 需求成長將維持低檔；另中國大陸受經濟成長趨緩、替代能源快速發展等多種因素影響，用氣需求亦告疲弱。

2015 年是 LNG 產業關鍵性的一年，結束了前 4 年來供應緊張的情勢，然全球天然氣需求成長不如預期，需求疲弱加上油價大跌，亞洲 LNG 現貨價格大幅走跌至約 US\$7/MMBtu，未來來自澳洲、北美、東非及俄羅斯新增的供應量，將使供過於求的情況持續惡化。對多數買家來說，趁此低價之際是搶進現貨市場的好機會。

五、天然氣市場在歐洲、北美早已完全自由化，而亞洲日本及南韓等國能源市場亦逐漸解除管制，即便是獨裁專制之中國大陸，近兩年來主管當局亦推動 LNG 接收站開放第三方使用權(third-party access)，以吸引獨立買家投入 LNG 現貨採購。

六、天然氣是具經濟性的低碳、清潔能源，它靈活、供給豐富多樣，可作為再生能源如太陽能和風能的“盟友”。與傳統火力發電相比，燃氣發電具有環保友好、占地面積較小、起停靈活等優勢，而且興建燃氣電廠比燃煤電廠經濟、快速，若再考量對氣候變化和空氣污染的成本時，燃氣發電將更具吸引力。

然而目前，燃煤仍是新興經濟體主要的能源供應來源，尤其是在亞洲，一些國家仍繼續擴大燃煤發電的規模，特別是燃煤淨化的水準不斷提高，以其低廉的價格優勢，給天然氣產業的蓬勃發展造成了不小的阻礙。

能源格局正在急遽變化，未來世界的主體能源應當是綠色低碳的，天然氣和非化石能源仍將是未來的主體能源。成本是最主要的關鍵。