

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：出席「第6屆液化天然氣全球會議」

頁數 54 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/油氣組組長/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：

100.9.4--100.9.9

出國地區：

澳洲

報告日期：

100.11.3

分類號/目

關鍵詞：液化天然氣、非傳統天然氣、浮式天然氣技術

內容摘要：(二百至三百字)

1. 自 1995 年以來，全球 LNG 市場貿易量一直維持穩定成長，這些成長主要來自占世界 LNG 進口總量達 3 分之 2 強的亞太地區。在這個區域，除過去以日本和韓國為主導的亞太 LNG 消費市場格局正發生明顯變化外，另一方面中國大陸、印度等新興國家 LNG 的市場亦已邁入快速發展的青年期；惟隨著傳統亞洲 LNG 生產國產量的遞減，如何在全球其他區域為本國 LNG 需求得到供應保障，已成為亞洲買主們關注的焦點。同時，如何在不斷變化的國際能源市場中，準確預測國際 LNG 供需情勢變化、價格趨勢、降低市場風險、進行相關基礎建設和尋求政策法規支持體系，皆使全球 LNG 產業充滿了新的機遇與挑戰。
2. 經濟擴張帶來能源需求的快速增加，展望未來，LNG 需求增長動力將來自於亞洲地區以及中東和南美洲等地區新興 LNG 市場，預期全球 LNG 需求將從 2010 年的約 230 百萬公噸，到 2025 年將成長到約 450 百萬公噸。在市場需求增長強勁、傳統 LNG 供應國減少出口量、新增液化能力有限以及新的開發專案尚未投產等情況下，預期全球 LNG 供需平衡將趨於緊張。為及時掌握氣源，亞太地區 LNG 各大進口國，較預定期間提前積極與供應商洽議長期供應契約，以確保未來天然氣供應。
3. 天然氣在全球能源發展當中的作用和地位，已經得到廣泛和充分的肯定。特別是近年全球地緣政治格局的演變，石油供需關係的態勢，氣候變化和環境保護的壓力，日本核危機的影響，新能源的經濟技術性等因素，都進一步推高了全球對天然氣的重視度和依賴度，21 世紀的能源將是天然氣的世紀，而作為傳統天然氣補充能源的非傳統天然氣，其重要性漸增自不待言。美國頁岩氣的開發成功，除可自給自足外，甚至可以考慮出口，預期此將引發連鎖反應，其帶給市場帶來的預期效應已開始顯現。
4. 看好亞洲新興經濟體的乾淨能源需求攀升，能源業者紛紛在澳洲投資數十億美元，競逐天然氣出口開發專案。澳洲天然氣蘊藏豐富，政經情勢穩定，法規制度健全，基礎設施完善，且擁有鄰近亞洲的地利之便，成為深具吸引力的投資所在地。天然氣可望成為澳洲下一波經濟榮景的主要成長動力。開採澳洲東部煤層氣及西北部外海海底天然氣田的計畫，可望使澳洲未來 LNG 出口暴增三倍，讓澳洲躍居為「能源強權」。天然氣可望成就澳洲下一波榮景，進一步鞏固澳洲身為亞洲能源主要供應商的地位。
5. FLNG 技術基本成熟，已進入商業應用階段，為開發邊際小氣田、伴生氣田及深海氣田提供了有力的支援。海上石油資源豐富，開展 FLNG 技術的研究與引進，能夠充分利用海上氣田資源，減少資源浪費，對確保能源供應具有重要意義。此外，此種 FLNG 技術不需要將天然氣輸送到岸上平台、不需要太長的輸氣管線、不需要建設碼頭或陸上設施，可大幅抑低投資成本。此項革命性技術為 LNG 產業的一項重大進展，對整個能源業有著革命性意義，其將改變能源產業的既有規則。

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6屆液化天然氣全球會議」
(6th Annual LNG World Conference)

服務機關：台灣電力公司

出國人職稱：燃料處油氣組組長
姓名：方秀齡

出國地區：澳洲

出國期間：100.9.4--100.9.9

報告日期：100.11.3

目 錄

壹、出國緣由與目的.....	1
貳、出國行程及工作紀要.....	2
參、工作內容.....	3
I、出席「第6屆液化天然氣全球會議會議」	
一、預擬亞太用氣情境及對未來供需之衝擊	4
二、產業結構改變影響亞太 LNG 市場.....	11
三、利用市場機會進行 LNG 套利.....	16
四、澳洲天然氣資源及 LNG 出口潛力.....	21
五、非傳統天然氣及 LNG 契約趨勢.....	25
六、藉由煤層氣(CBM)的開發，建立澳洲昆士蘭州在全球 LNG 產業的地位.....	30
七、LNG 生產計畫投資策略之決定因素.....	37
八、浮式液化天然氣技術(F LNG)全球市場展望.....	41
II、拜會澳洲 WOODSIDE 能源公司.....	46
肆、結論與建議	51

壹、出國緣由與目的

- 一、發電用天然氣占全國總用氣量 80% 以上，燃氣機組裝置容量已達總發電裝置 37% 以上，未來在新能源政策下，將加強潔淨電源之開發，燃氣機組及發電容量因數都會大幅增加，目前台電採購之發電用天然氣預算每年高達 1,200 億元以上，已達總燃料費用的 40%，未來其占比將愈來愈高，天然氣營運成本影響供電成本甚鉅，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。
- 二、本會議「第 6 屆液化天然氣全球會議」係由 Marcus Evans Group 主辦，於 100 年 9 月 5~7 日在澳洲伯斯舉行，為液化天然氣（以下稱 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，包括各國政府機構、國際主要 LNG 供應商、天然氣主要進口商、LNG 船運公司、電力公司與瓦斯公司主管及主要決策者。
- 三、本會議涵蓋 LNG 市場面、商務面及技術面，提供與會者國際 LNG 市場最新供需相關資訊，討論主題包括 LNG 市場與開發計畫、LNG 契約與價格策略、LNG 船運市場、浮式 LNG 設施、LNG 風險評估與資金籌措、非傳統天然氣衝擊以及 LNG 技術發展等，由與會者依據個人之專業及需求，參與各項專題討論。
- 四、出席本會議除能掌握國際天然氣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，建立與國際天然氣產業之人脈關係，對本公司未來與中油進行天然氣採購契約之談判以及契約價格重議之協商等，應有所助益。
- 五、會後並順道拜會總公司設於伯斯之澳洲 Woodside Energy Ltd.，了解其 LNG 開發專案、供應現況及對 LNG 市場之未來展望交換意見。

貳、 出國行程及工作紀要：

日期	工作地點	工作內容
100年9月4日	台北—香港—伯斯	往程
9月5-7日	伯斯	出席第六屆 LNG 全球會議(6 th Annual LNG World Conference)
9月8日	伯斯	拜會澳洲 Woodside 能源公司，了解其 LNG 開發專案、供應現況及對 LNG 市場之未來展望交換意見
9月9日	伯斯—香港—台北	返程

參、工作內容

I、出席「第 6 屆液化天然氣全球會議」

本會議共進行 3 天，以專題演講及議題討論方式進行，內容涵蓋 LNG 市場面、商務面及技術面，第 1 天上午為全體代表大會，討論重心在全球及區域性天然氣和 LNG 市場，下午再分為 LNG 市場及計價方式、LNG 契約風險管理及 LNG 技術等三大主題，第 2 天上午為綜合討論，研討全球天然氣供需趨勢及天然氣儲運設施建設，下午再分為浮式 LNG 相關設施、LNG 風險管理及開發專案融資、LNG 程序管控評估等三大主題，由與會者依自己之專業、興趣及需求擇一參與討論，第 3 天則全日安排探討頁岩氣、煤層氣等非傳統天然氣之勘探與生產、最新發展及未來前景等。與會者主要來自澳洲與各國政府能源部門、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 200 多名人員出席參加。

II、拜會澳洲 WOODSIDE 能源公司

會後順道拜會總公司設於伯斯之澳洲 Woodside Energy Ltd.，瞭解其 LNG 開發專案現況，並就全球 LNG 市場需求及供應之未來展望等議題相互交換意見。

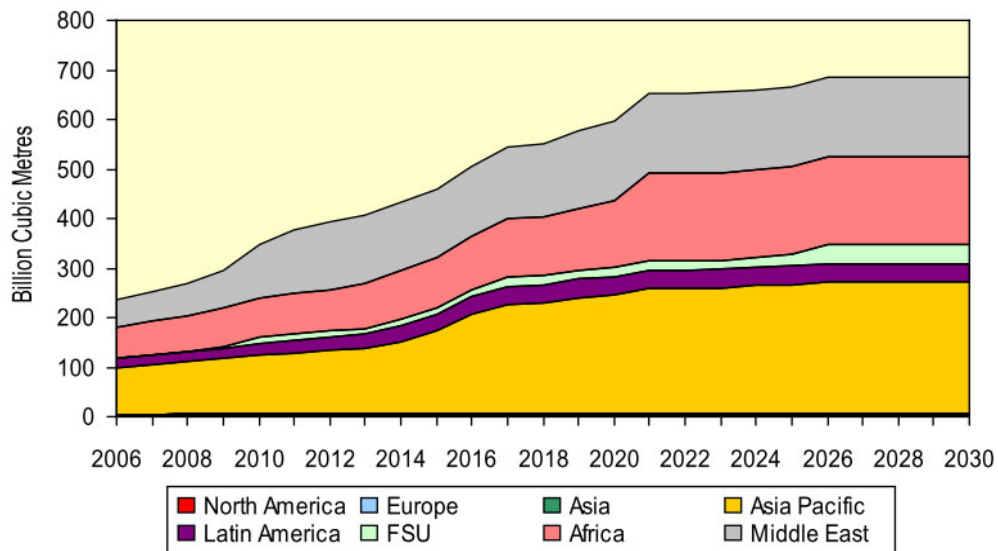
以下謹將本會議重點內容及與 Woodside 訪談紀要摘述如下，供本公司天然氣採購營運之參考。

I、出席「第6屆液化天然氣全球會議」

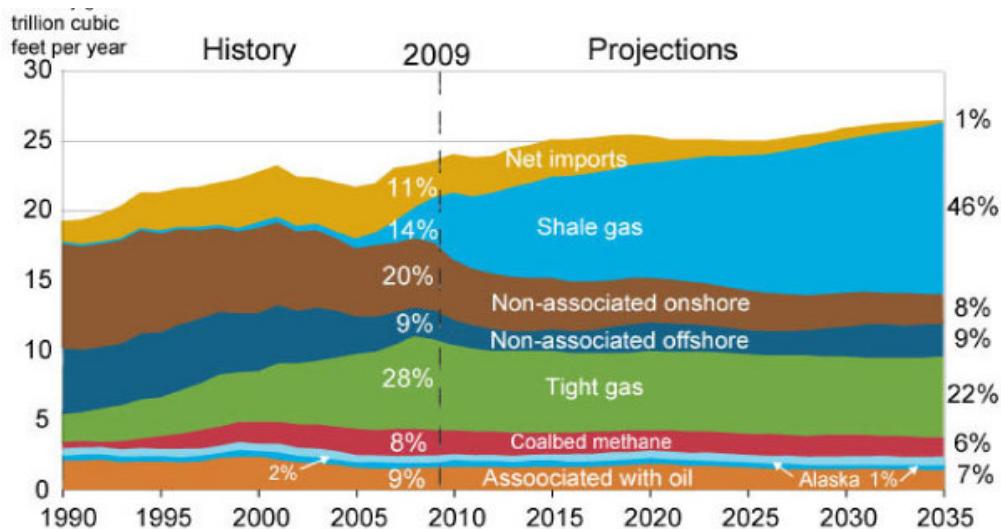
一、預擬亞太用氣情境及對未來供需之衝擊

(一) LNG 液化產能展望

在卡達、澳洲及西非等 LNG 生產國帶領下，全球液化產能將快速增加，從 2009 年底之 290 BCM (Billion Cubic Metres)、2015 年之 460 BCM 至 2030 年之 700 BCM，以滿足日益增加的天然氣需求。日本發生福島核電廠核洩漏事故並關閉部分核電廠之後，為彌補核電缺口必須增加燃氣發電，其天然氣需求大幅增加；另來自新興市場快速成長的需求，加速消耗市場上過剩的天然氣供應量，天然氣出口國當提昇天然氣產能來滿足全球不斷增加的需求。近幾年來，全球新增許多個 LNG 開發專案，預期未來數年內將會有新建開發專案陸續加入。



(二) 美國氣源供應預測



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2011

註：單位轉換 1BCM ≡ 35.3BCF (Billion Cubic Feet)

美國是頁岩氣開發最早、最成功的國家。1981年，第一口頁岩氣井壓裂成功，實現頁岩氣開發的突破。本世紀以來，隨著大規模壓裂技術的成功應用，美國頁岩氣快速發展。2000年，美國頁岩氣產量為0.43TCF (Trillion Cubic Feet)，2005年為0.69TCF，年平均成長率為9.9%；2010年頁岩氣產量增加為4.86TCF，為2005年的7倍，年平均成長率高達47.7%，預估到2035年將成長至12.2TCF，約占美國天然氣產量46%。美國頁岩氣的開發成功，除大大提高本國能源自給率，亦降低能源對外依賴，並引起世界能源領域的一場革命。

(三) 亞太地區潛在出口者之液化能力

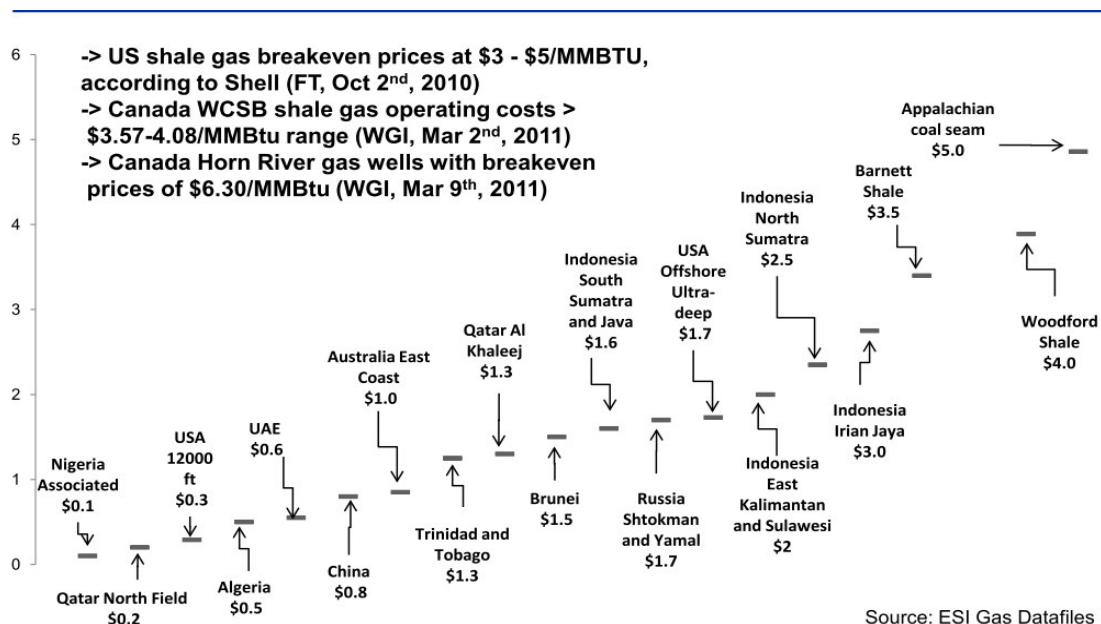
	<i>Capacity in 2011</i>	<i>Projected capacity (2015-16)</i>	<i>Projected capacity (2020+)</i>
Qatar	77	77	77
Australia	20	60-70	60-160
North America	2	12-34	26-113
Canada	0	5-27	10-50
US	2	7	16-63
Russia (Far East)	10	10-15	10-25

1. 由於天然氣將超過煤炭成為主要動力來源，全球對天然氣的需求在2005年和2030年之間將有可能增加60%。以目前全球LNG最大出口國卡達為例，其長期計畫將把業務集中在全球LNG市場上，希望將供應亞洲的LNG數量提高一倍，從目前的1,100萬公噸提高到2,000多萬公噸，其中新增的出口量主要係供應給日本、中國大陸和其他國家。2010年卡達LNG出口量占全球LNG出口總量約25%，維持其自2006年以來的龍頭地位，2011年將繼續位居全球LNG出口國的領導地位，其年產量7.8百萬公噸的第7條生產線將於2011年底全額投產，達到長期計畫總年產能77百萬公噸以上的目標。在2011年底前卡達QatarGas(QG) LNG專案年生產將達42百萬公噸的天然氣，使其成為全球最大的LNG生產公司，而卡達RasGas(RG) LNG專案年生產約35百萬公噸的天然氣，該兩公司使卡達每年天然氣總產量達77百萬公噸以上。
2. 從上表亞太地區潛在出口者之液化能力來看，以澳洲最具出口潛力。澳洲目前興建中及規劃中的LNG開發專案，未來年產能將超過100百萬公噸，且45百萬公噸產量已有買方承諾，其中全球最大LNG進口國日本占30%，預期未來澳洲將超過卡達成為全球最大LNG供應國。

3. 除卡達及澳洲以外，來自北美地區如美國及加拿大，未來出口潛力亦不容忽視。

(四) 天然氣生產長期邊際成本估計

各生產國天然氣邊際成本詳如下圖所示：



註：MMBtu 為百萬英制熱值單位，1Btu ≡ 0.252 千卡(kcal)。

(五) 未來 5 年內北美 LNG 出口開發專案

下表為未來 5 年內北美 LNG 出口開發專案：

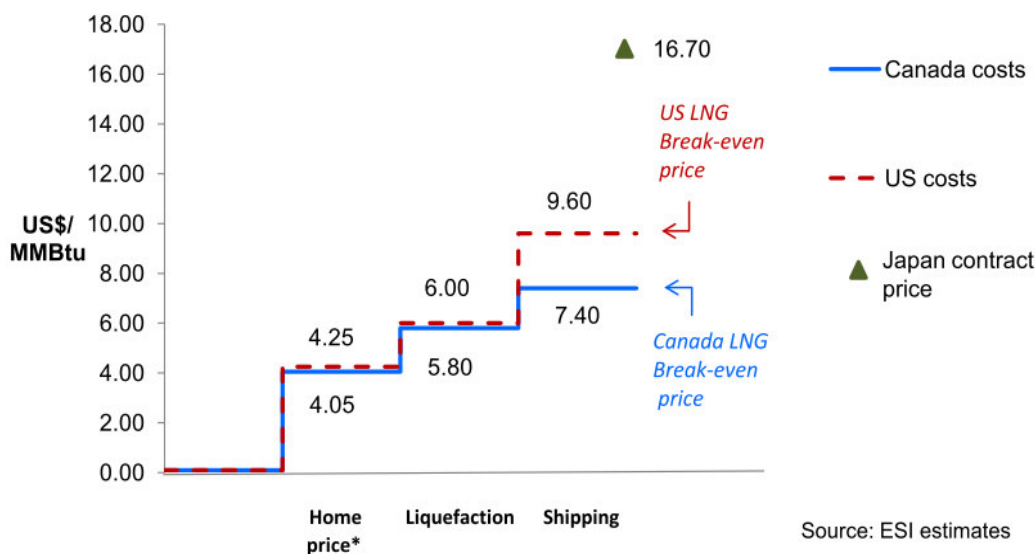
Project	Country	Location	capacity (MTPY)	starting date
Kitimat LNG	Canada	West Coast	10.0	2015
BC LNG	Canada	West Coast	15.0	2015
Petronas/Progress	Canada	West Coast	-	2016-18
Douglas Chanel LNG	Canada	West Coast	1.8	2014
Sabine Pass LNG (Cheniere)	USA	Gulf Coast	16.0	2015
Freeport LNG	USA	Gulf Coast	15.0	> 2015
Lake Charles (BG)	USA	Gulf Coast	17.6	-
Cove Point LNG (Dominion)	USA	East Coast	-	-
Jordan Cove LNG, Oregon	USA	West Coast	-	-

註：MTPY 或 MTPA 為百萬公噸/年。

拜先進技術之賜，美國頁岩氣的開發已進入快速發展階段，作為非傳統天然氣產業中一個重要資源，頁岩氣於剛嶄露頭角之際，其威力即已顯現。由於成功的開採頁岩氣，美國一躍成為全球第一大產氣國，

因此讓中東地區原本打算出口到美國的天然氣，只得另覓買家。美國國內頁岩氣產量的額外供應已中止美國大規模進口 LNG 的計畫，業界人士甚至認為未來美國可能會變成一個"重要的天然氣出口國"。北美另一個重要國家加拿大也有幾個 LNG 出口開發專案，如 Kitimat LNG、BC LNG 開發專案等，預定於 2015 年開始供應，隨著能源需求不斷增長，清潔燃料需求不斷增加，亞洲的天然氣需求將會越來越增加，而作為一個天然氣生產大國，加拿大應不會錯過這片廣闊的市場。

(六) 北美 LNG 出口之氣源生產成本



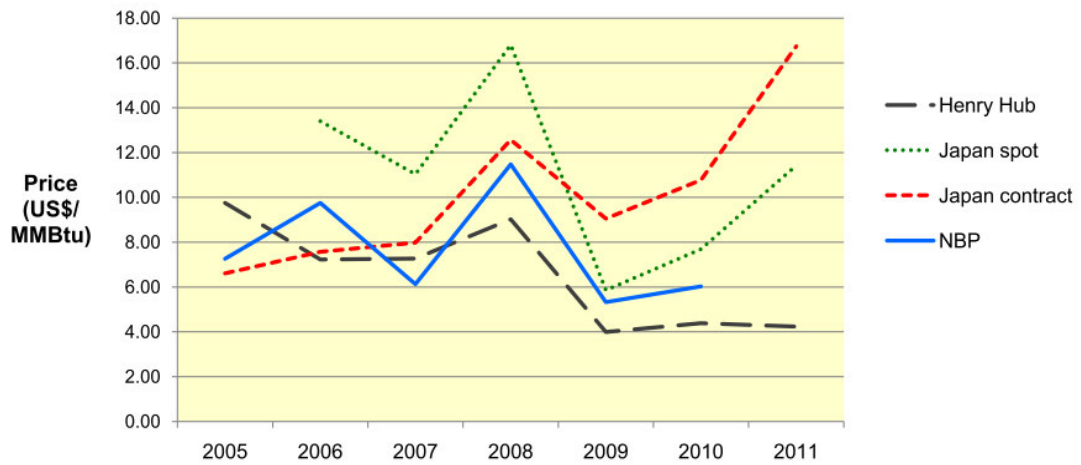
上圖顯示加拿大及美國氣源成本分別為 4.05 美元/ MMBtu 及 4.25 MMBtu，液化費用均為 1.75 美元/ MMBtu，運輸費用分別為 3.60 MMBtu 及 1.60/MMBtu，加拿大及美國 LNG 盈虧兩平成本分別為 7.40 美元/ MMBtu 及 9.60 美元/ MMBtu，相較日本合約價格 16.70 美元/ MMBtu，有約 7~9 美元/ MMBtu 的貼水，極具價格優勢。

(七) 天然氣價格

2008 年金融海嘯及經濟衰退一度造成天然氣價格急遽下滑，日本長約價格甚至跌到現貨價格以下，惟日本福島事件發生後天然氣需求大幅增加，天然氣價格逐步上揚。

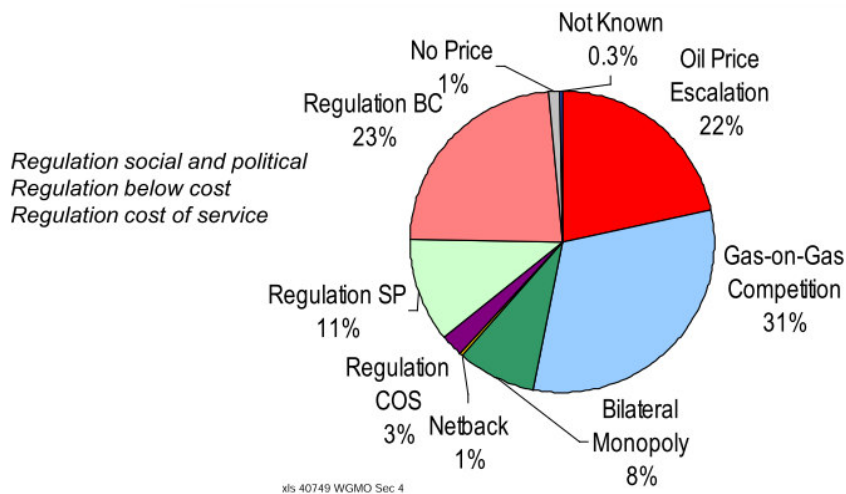
全球 LNG 市場計價方式隨美洲、北歐、南歐及亞太地區而不同。西方市場(南歐除外)係以市場所在地交易中心價格指標作為計價基礎【如美國 Henry Hub(HH)，英國 NBP 及比利時 Zeebrugge】，而亞洲市場則多與油價相連結。目前 LNG 長約條款多設定上下限且包括價格重議條款、合約期間較短、交貨條款更具彈性。

下圖為過去數年美國 Henry Hub(HH)、英國 NBP、日本長約價格及日本現貨價格走勢，各價格指標漲跌走勢呈現一致：



(八) LNG 定價模式

價格永遠是買賣雙方最關心的議題，隨著全球 LNG 貿易不斷的發展成熟，全球 LNG 價格因區域市場而發展出不同的定價機制。有些地區 LNG 的競爭能源是管輸天然氣 (pipeline nature gas, PNG)，其價格主要參考管輸天然氣長期契約價格；另由於天然氣與原油之間存在可替代性，有些地區如亞太地區 LNG 價格則多與原油價格掛鉤，隨著油價上漲。



Source: Nexant estimates

鑑於天然氣價格與油價直接連動之不合理性，近年來歐洲各大公共事業紛紛要求廢除 40 年來氣價與油價連動制度，使俄羅斯、卡達等天然氣生產大國承受日益龐大的壓力。法國 GDFSuez 公司和德國 EON 公司的天然氣業者亦呼籲，產氣國應讓天然氣價格與現貨市場連動，捨棄受油價波動牽動的長期契約。

(九) 美國頁岩氣對天然氣供應的衝擊

1. 北美出口 LNG 之可能性：由於頁岩氣探勘熱潮帶來北美洲天然氣產量增加，預計在全球天然氣需求大幅成長情況下，未來幾年內北美有可能成為 LNG 輸出地。全球 LNG 消費在 2010 年的復甦以及中國大陸和印度等新興經濟體天然氣需求的預計增加，將為北美洲的 LNG 出口創造機會，只要北美的頁岩氣產量維持在目前的水準上，北美應能持久出口 LNG。美國能源部日前宣佈，批准 Cheniere 能源公司位於路易斯安那州的 Sabine Pass LNG 設施可出口天然氣，這是美國 40 多年來首度允許本土企業自由出口天然氣，LNG 出口將使美國成為世界天然氣出口市場的重要角色。
2. 美國由於自產氣增加，來自加拿大及阿拉斯加的管輸氣減少。
3. 富饒天然氣供應將減少北美進口 LNG 需求：由於美國頁岩氣產量的快速增加，基本上可以實現天然氣自給，並有可能由進口國變成出口國，許多 LNG 生產商原準備為出口美國而建設或計畫數十條 LNG 生產線一下子失去這個大買家，不得不將美國市場排除在外。
4. 來自中東卡達、西非等原目的地為美國之 LNG 貨氣，現只能轉運至歐洲。
5. 俄羅斯天然氣出口至歐洲減少：俄羅斯是大多數波羅的海國家唯一的天然氣供應國，如果美國加入賣家陣營，這些國家在保障能源供應安全方面將擁有新的選擇。
6. 俄羅斯貨氣原目標鎖定美國市場，現轉移目標至亞太市場。
7. 卡達原計劃大量供應 LNG 予美國，須另外尋找新市場並與澳洲、歐洲俄羅斯競爭。

(十) 中國大陸天然氣需求增加帶來的衝擊

1. 額外的 LNG 貨氣由歐洲及北美市場轉運至中國大陸。
2. 此轉運貨氣使得俄羅斯管輸天然氣進入歐洲有更大的空間。
3. 中國大陸需求的增加使亞太市場現貨價格上漲，惟仍低於長約價格。
4. 中國大陸對於進口天然氣源有相當的彈性，因此中期及長期來看對 LNG 價格的衝擊，端視以下情況其需求如何滿足而定：
 - (1) 俄羅斯及中亞管輸天然氣。

- (2) 國內自產氣如頁岩氣及煤層氣開發計畫的進展。
 - (3) 現有及計畫中 LNG 再氣化接收站。
5. 若管輸天然氣及自產氣受限，對亞太市場 LNG 價格將產生重大衝擊。

(十一) 中國大陸天然氣設施

中國大陸對天然氣供應的選擇具競爭力：中國大陸頁岩氣資源量十分豐富，與美國相當，探勘開發潛力很大；另來自中亞、俄羅斯及緬甸的管輸氣以及現有及計畫中 LNG 再氣化接收站均可提供額外的供應來源。

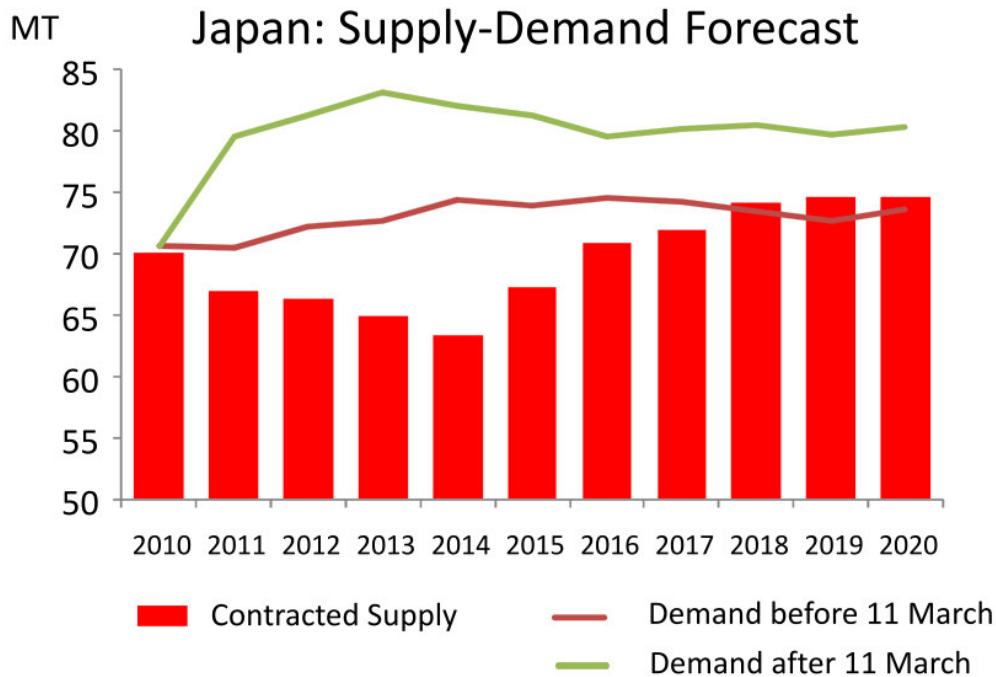
依據市場報導，到 2015 年左右中國大陸將在東南沿海興建 16 座 LNG 接收站，接收能力將超過 4,400 萬公噸/年，其未來 LNG 需求成長不容忽視。



二、產業結構改變影響亞太LNG市場

(一)日本福島事件之影響

2011年3月日本地震及福島核輻射事故直接影響日本的供電能力，為彌補核電帶來的電力缺口，電力事業須大幅增加燃氣發電。因此，近日來日本LNG進口量一直以創紀錄的速度在上漲，預計2011年日本將增加約10百萬公噸的LNG現貨採購，以彌補電力需求缺口。



註：MT 為百萬公噸

(二)LNG 新興市場之崛起

在各國燃氣發電、工業用氣和國內用氣消費需求成長的驅動下，2010年全球LNG貿易量大幅增加9%達約230百萬公噸，且世界各國為減少溫室效應，紛紛削減煤炭和石油消費，未來全球LNG需求面的擴張，除亞洲經濟成熟國家不斷增加的需求外，將包括新興經濟體需求大幅成長，如中國大陸和印度以及新加坡、菲律賓、香港、巴基斯坦和泰國等國和其他地區(中東和南美新興市場)潛在強勁需求。

1. 中國大陸與印度：

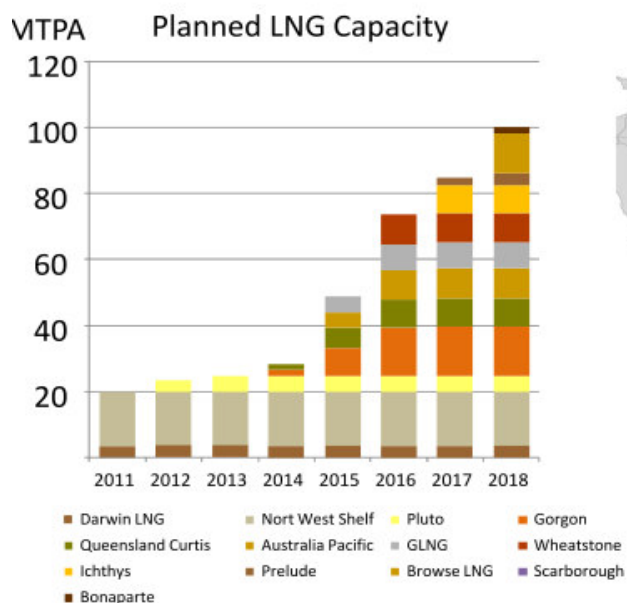
經濟擴張帶來能源需求的快速增加，中國大陸的LNG進口量將在2011年躍增17%至11百萬公噸，並以每年17%增長率持續至2016年達24百萬公噸；同一時期，印度的LNG進口量預計將達到每年15百萬公噸，並以6%年成長率的速度增加。

2. 其他新興經濟體：

如泰國，新加坡，菲律賓，孟加拉國和巴基斯坦等國LNG進口將成長，另南美新興市場如巴西和智利中東LNG需求亦告成長。

(三) 澳洲成為 LNG 供給者之重要性日增

澳洲的 LNG 出口增長係有幾個新建開發專案預計在未來五年內投產，其中包括 2012 年投產每年生產 4.8 百萬公噸的 Pluto 專案、2014 年投產每年生產 15 百萬公噸的 Gorgon 計畫專案、2015 年投產每年生產 7.8 百萬公噸的 Gladstone LNG 專案以及 2015 年每年生產 8.5 百萬公噸的 Curtis LNG 專案等。這些開發專案若能按計劃完成將可滿足亞洲消費國對 LNG 增加的需求，尤其是中國大陸和印度，此外還包含日本，韓國和其他東南亞國家。



(四) 北美成為 LNG 進口者的角色漸褪

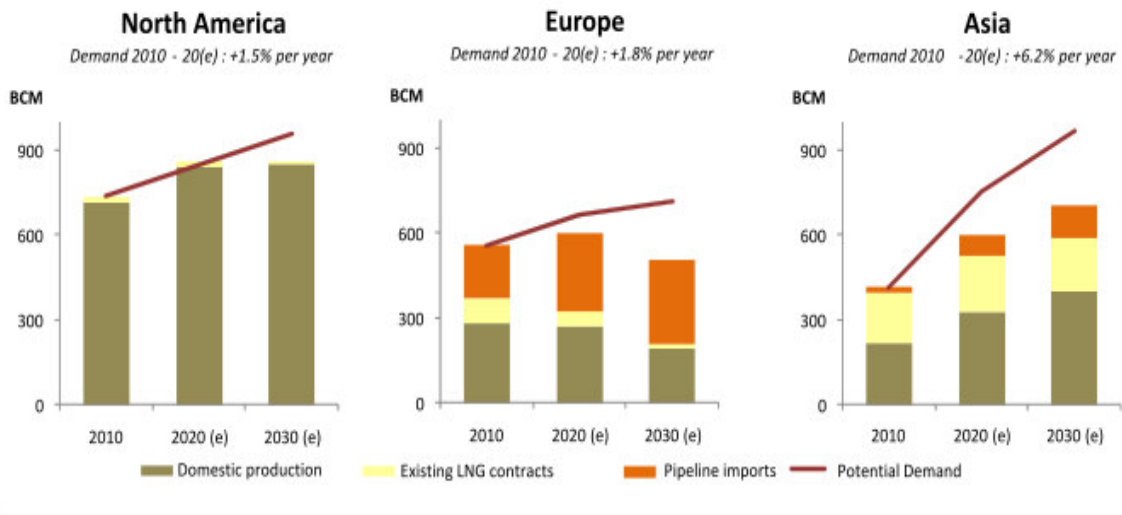
1. 非傳統天然氣的成長以彌補傳統天然氣的減少：美國頁岩氣的成功開發，已成為天然氣產業中的“遊戲規則改變者”。
2. 中期來看北美天然氣價格不會與油價掛鉤：非傳統天然氣供應來源的激增，將使北美天然氣價格與原油相比具有價格優勢，至少在 2015 年以前會保持相對低位。和石油相比，北美頁岩氣資源的開發將有助於其天然氣價格保持相對低位。
3. LNG 的進口僅限來自於利基市場 (Niche market)。
4. 北美出口天然氣將只佔一小部分。
5. 原承諾給北美 LNG 貨氣須轉供至其他地區：美國由於成功的開採頁岩氣，一躍成為全球第一產氣大國，讓中東地區原本打算出口美國的天然氣，只得另覓買家。

(五) 亞洲將引領未來 LNG 的需求成長

亞洲是目前世界上最具活力、經濟成長最為強勁的地區，此一地區能源的需求增長亦最快。目前，全球新增的能源需求大部分就來自於亞洲地區，對於許多亞洲新興市場國家來說，尋找新的能源來源、保障國家能源安全，是一項重大課題。

亞洲地區是全球 LNG 市場一個關鍵需求的驅動力，2010 年亞洲地區 LNG 進口量約占全球進口量約 65%，至 2015 年此比例將達到 70%，亞洲地區 LNG 的進口國將從當前的 5 個至 2020 年增加到 13 個。受此影響，預期未來亞太地區 LNG 現貨市場價格將明顯上升。

下圖顯示至 2030 年以前，北美 LNG 需求每年將以 1.5% 成長、歐洲 LNG 需求每年將以 1.8% 成長、亞洲 LNG 需求每年將以 6.2% 成長，亞洲將引領全球 LNG 需求成長：



(六) 印尼同時為 LNG 出口者與進口者

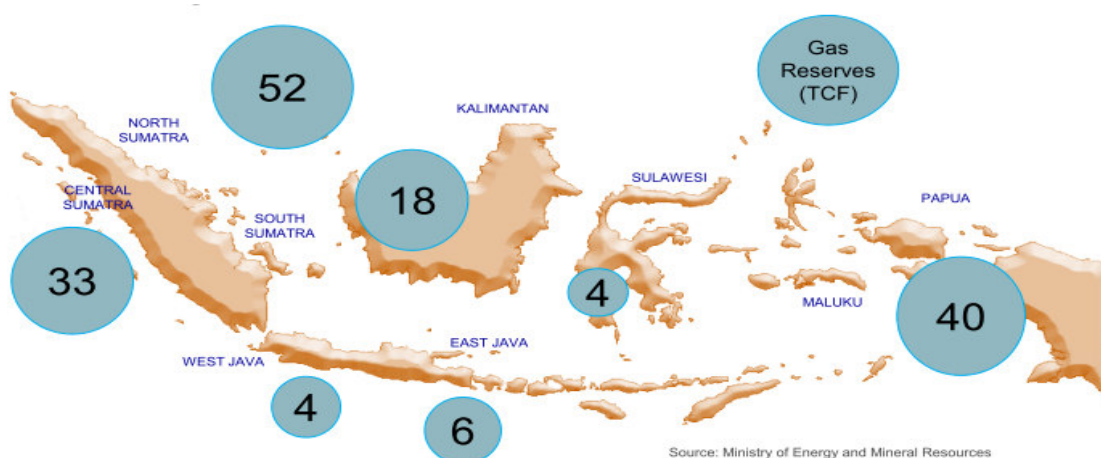
隨著印尼 Arun 及 Bontang 氣田的衰竭及新生產線的減少，自印尼供應的 LNG 數量可能會持續減少。印尼國家石油公司（印尼國油/Pertamina）和印尼國家電力公司（PLN），計畫在印尼東部的沿海地區建造 8 個小型 LNG 接收站，此 8 個小型 LNG 接收站具有年接收 140 萬公噸 LNG 能力。由於印尼 LNG 產量減少，亦表示此世界第 3 大 LNG 出口國，為確保國內天然氣供應，今後的 LNG 出口量可能逐漸減少。

1. 自 1977 年起印尼已出口 660 百萬公噸的 LNG（計 12,000 船次）。
2. 印尼天然氣蘊藏量豐富

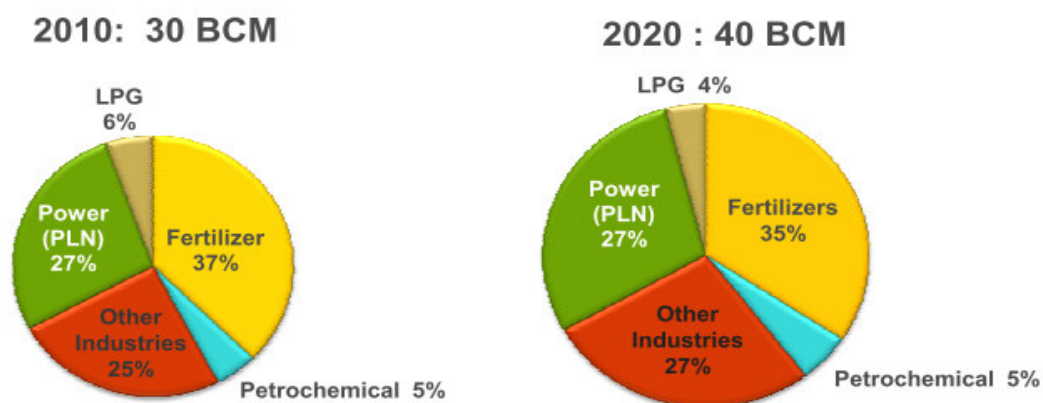
印尼傳統天然氣蘊藏量 157 TCF，但其亦擁有豐富之非傳統天然氣煤層氣(Coal Seam Gas, CSG 或 Coal Base Methane, CBM，以下稱 CBM)之蘊藏，估計 CBM 蘊藏量高達 453 TCF，如順利開發，將

可充分供應印尼國內市場需求，未來印尼 CBM 將優先考慮用於國內發電，剩餘的額外產量才會用來轉製成 LNG 出口。

下圖為印尼諸島傳統天然氣蘊藏量：



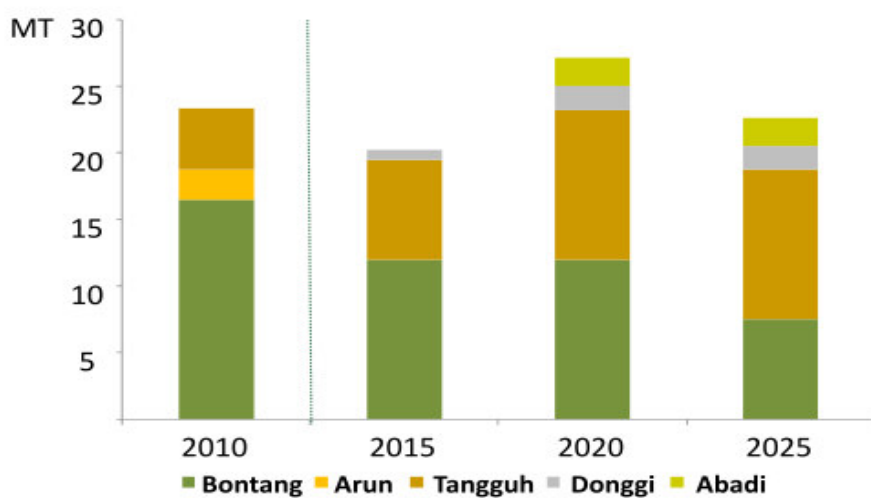
3. 2010 年印尼國內天然氣消費量為 30BCM，其中 37%用於肥料、發電用占 27%、工業用占 25%、其他為 LPG（液化石油氣）占 6%及石油化學占 5%，至 2020 年天然氣消費量將增加至 40BCM，年平均成長率為 3%，其中肥料用略減為 35%、發電用仍占 27%、工業用略增為 27%、LPG 占 4%及石油化學占 5%。



4. 印尼出口 LNG 與國內自用

- 開發新氣源成本高。
- 以現行國內氣價水準，開發大部分氣源不具經濟性。
- 接近出口市場以吸引上游投資。
- 國內自用天然氣及進口 LNG 將著眼於高價值利基市場。

5. 印尼仍具有相當的潛力成為 LNG 生產者與出口者，開發新氣源、建立新生產線及液化廠是必要的。



(七)結論

1. 亞太地區傳統買家及新的 LNG 進口者對天然氣需求增加，促使 LNG 需求成長強勁。
2. 2017 年以前亞太地區 LNG 供應吃緊、價格上漲。
3. 未來印尼仍有潛力繼續成為 LNG 生產者及出口者。
4. 印尼國內自用天然氣及進口 LNG 將著眼於高價值利基市場。
5. 短期來看，印尼進口 LNG 數量不多。

三、利用市場機會進行LNG套利

現貨市場的出現，於LNG產業鏈中有不同的動機，在歐洲或美國主要是一種「套利」與「操縱」行為，在同時進口管輸天然氣（PNG）與LNG的國家，當PNG價格較為便宜時多採購PNG，而將LNG銷往高價位市場（當然包含供應給急需者），若PNG價格高時則多進口LNG，或以提高庫存量為由搜括現貨LNG，製造假性需求，以達到套利與操縱雙重目的。通常貿易商會以FOB方式向生產國採購LNG，以求得轉貨之靈活性，此等貿易商通常為投資LNG生產廠的大型油氣公司，另外生產者也可能為分散市場而將部份產量投入散貨市場，以尋求高利益，西非奈及利亞即為典型；而中東波斯灣小國卡達為生產LNG大國，它以位居印度洋、太平洋與大西洋之中間位置，亦以現貨在三大洋之間扮演LNG的轉進中樞（Swing Center）的角色，藉機得利。

（一）LNG市場的參與者能否利用機會進行LNG套利

1. 由於市場情勢轉變，過去幾個月來，LNG從大西洋地區運往太平洋地區的貨氣明顯增加。
2. 從價格操縱及其他LNG配置最佳化獲利。

（二）若市場的參與者未能利用機會進行LNG套利的原因

1. 投資

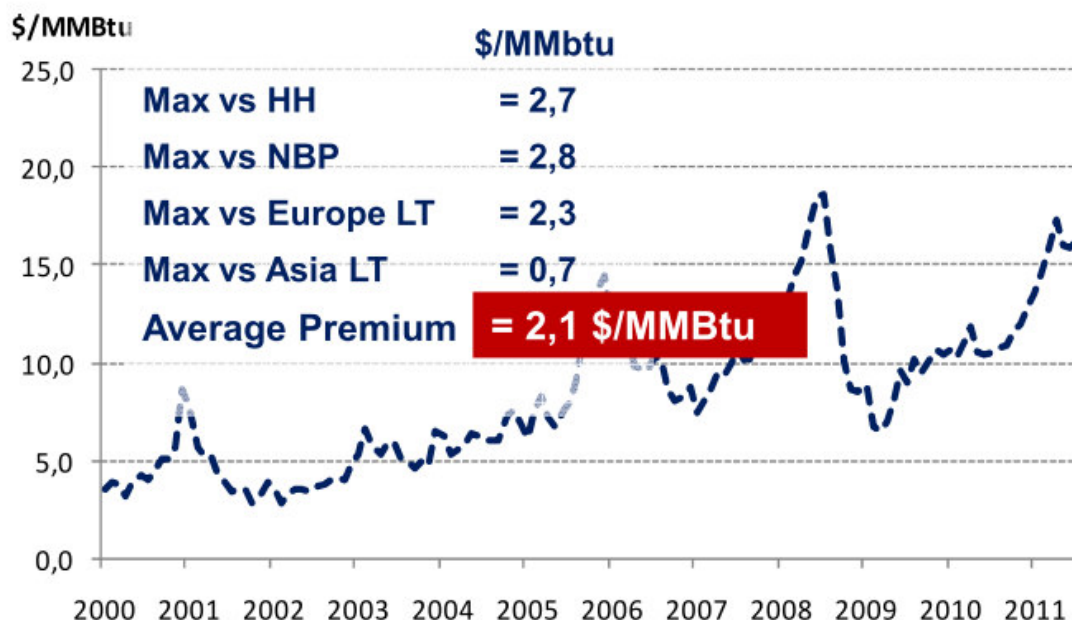
- (1) 尚有許多的投資專案亟待開發完成。
- (2) LNG 開發專案須取得市場客戶承諾才能進行財務融資：成本上須具有競爭力，並且要有完善的開發策略，以增加對潛在投資者的吸引力，並保持良好的競爭力，面對挑戰，另要選對時間、地點，還要慎選合作夥伴和投資者。
- (3) 大部分 LNG 開發專案須有購銷契約(Sale & Purchase Agreement, SPA) 承諾：LNG 產業向來都是以長期契約(Long Term Contract, 20~25 年)為基礎簽訂 SPA 及供應契約(Gas Supply Agreement, GSA)，將上下游契約的權利義務等法律地位建立在一種相互傳遞(Back to Back)的平台上。
- (4) 這些 LNG 契約大部分均已指定目的港：已指定目的港者，轉貨需獲得賣方的允許。

2. 市場價值

- (1) 隨著 LNG 開發專案之開發完成，許多情況可能改變。
- (2) 短期性交易並非經常是最經濟性的選擇。
- (3) 理論上不同市場間存在著貼水，提供套利的機會。

- (4) 即使市場有足夠的彈性，因有相關條件的限制，如海上運輸、氣源取得成本以及商務上的安排(如利潤分享)，不一定能取得貼水。

Maximum price between Asia, Europe LT, Henry Hub and NBP (\$/MMBtu)



3. 不同的交易模式

- (1) 市場參與者取得 LNG 權益(off-take)依不同的利益、承諾及策略而有不同的交易模式。市場參與者包括 生產者、聚合者(LNG Portfolio 所有者，具目的港高度彈性選擇權)、交易者、電力公司及最終顧客。
- (2) 有些市場參與者會被他們的角色 困住，只能依一般型式進行交易，此將限制機會價值。
- (3) 有些市場參與者採行不同的策略以追求最大的市場價值。

➤ 垂直整合

- 國營油氣公司(NOC)及國際油氣公司進入產業鏈中下游，藉以接近市場。
- 電力公司進入上游，以取得 LNG 權益。
- 銀行參與 LNG 實體交易，以風險管控及選擇性價值。

➤ 水平整合

- 許多再氣化專案之 LNG 權益取得者進入不同市場，提供供應商不同選擇，以增加採購力量。

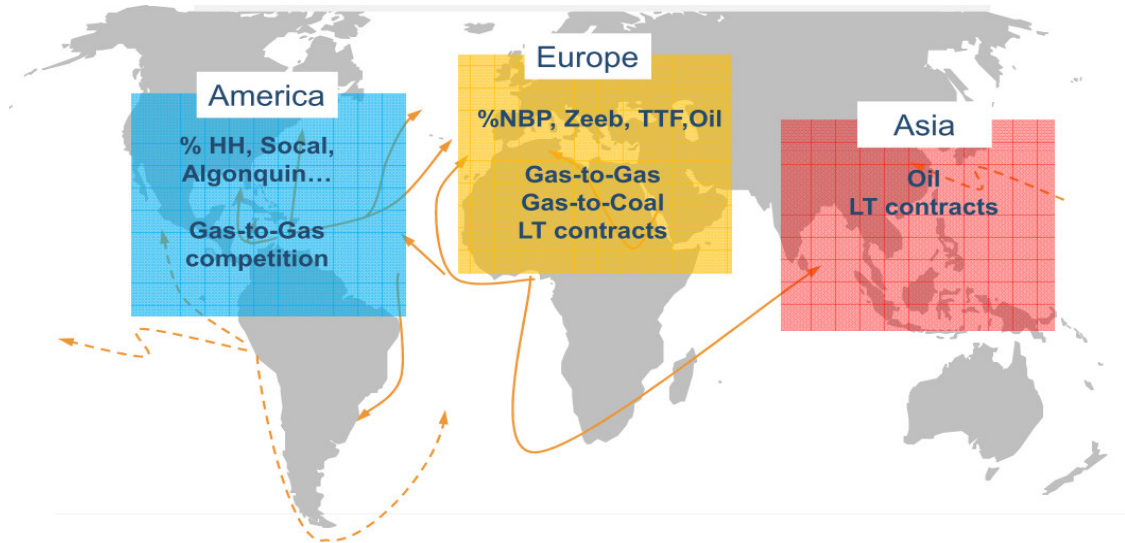
(三) 那一項工具可使進行LNG套利成為可能

1. 有中期及長期策略執行交易模式：10年前的市場參與者現已成為LNG套利者，各方發展出雙贏策略。
2. 商業實力：為提昇LNG交易價值，考量增加彈性為一關鍵因素。LNG產業鏈，每一方均有交易的價值。
3. 發展出”套利遊戲”主要關鍵因素，有許多因素在可控制範圍內的或是可以協商的：
 - (1) 市場現況
 - 為了確認及製造機會，地理上的市場區隔
 - 再氣化的能力並非市場本身
 - 客戶的需求就是市場
 - (2) 權益彈性
 - 長期 SPA 下的 FOB 採購
 - 經供應商同意的 LNG 數量：有一個明確的架構，提供買賣雙方獲取額外的價值。
 - (3) 可運用船隊
 - 管理具彈性船隊：掌握 LNG 船舶營運，除有額外運能外，應與航商維持良好的關係，確保能迅速在市場上傭得船隻，提升供應鏈之自主性。
 - (4) 交易知識
 - 備妥架構完整 SPA
 - 短期市場交易基本知識
 - 長久而深遠商業關係
 - (5) 運籌維握能力
 - 完整運籌規劃
 - 供應商與客戶的聯繫合作
 - 迅速回應
 - 成本與服務導向
 - (6) 風險管控
 - 營運
 - 信用
 - 價格

(四) 套利機會能否長久存在

1. 答案是肯定的：只要天然氣市場有其區域性，便能提供套利機會，理由如下：
 - (1) LNG 供應區隔出不同地區天然氣市場：不同的市場有其基本面，可發展出不同的價格結構。

下圖顯示不同地區的天然氣市場，有不同的價格結構：



(2) LNG 並非是一般商品：

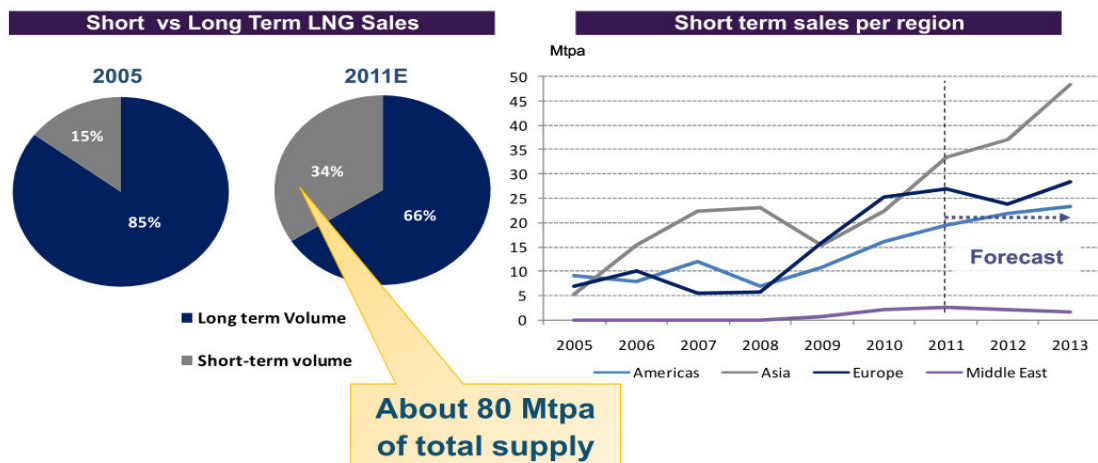
- 短期 LNG 市場流動性低
 - 屬相當年輕的市場，發展僅 60 年
 - 長期契約限制效果
- 其流動性來自於
 - 過多的產量(產能高)
 - 合約特殊條款限制，如合約容許下降量(Downward Quantity Tolerance, DQT)及未提足貨先付款(Take or Pay, TOP)。
 - 新開發專案的未承諾量

(3) 經驗法則：沒有跡象顯示不同地區 LNG 價格會趨於一致。

2. 理論上，市場發展終究會趨於成熟及理想，套利應該會消失

(1) LNG非承諾數量實質增加

以下圖為例，短期交易由2005年之15%增加至2011年的34%約80MTPA。



(2) LNG產業的演進

傳統LNG交易方式與新型LNG交易方式之比較：

傳統 LNG 交易方式	新型 LNG 交易方式
高度規範的獨占市場	開放市場：單一國家買家及賣家為數眾多
長期契約(不可變更)	短期中期契約(選擇性的)
單一目的港：限制轉貨	多個目的港：可彈性轉貨
油價連動價格	流動市場指數(HH、NBP、JKM)
分散 LNG 價值產業鏈	垂直整合公司(包括 NOC)
從生產者到消費者	從生產者到消費者/聚合商/交易者
銷售從 NOC 到國營公司	銷售從 NOC 到私人企業或國營公司
區域市場低：區域交換	全球市場
與替代能源競爭	氣與氣之間競爭

(3) 巴拿馬運河運輸上的限制，抵銷部分的價格貼水

(五) 結論

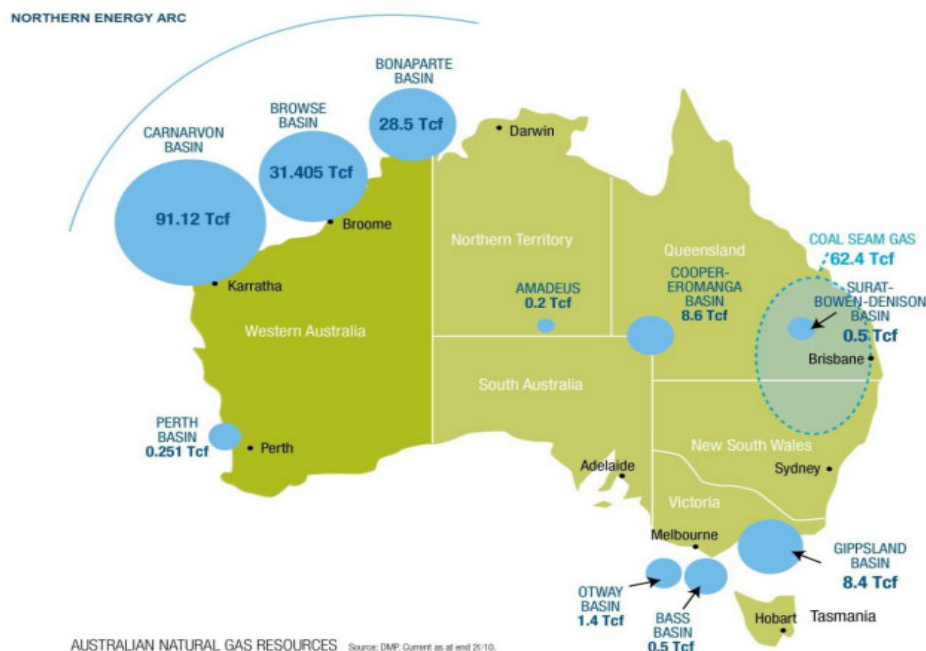
1. LNG生產者需要市場，而LNG需求者則要求供應安全。
2. 市場參與者各有不同的需求、理想和目標，惟受限於以下情況：如特定參與者的市場影響力、參與者缺少信心、契約限制、文化差異及其他因素。
3. 有許多實務上的操作，可達成LNG產業收益及成本之最佳化。
4. 這些行動終究會成功，因為超過一方願意分享價值且有實行的能力，以取得具競爭力的優勢。
5. 在LNG產業鏈仍然一些主要的改變待達成，以獲取最大效益。

四、澳洲天然氣資源及LNG出口潛力

(一) 澳洲LNG出口與國內天然氣市場

1. 澳洲有足夠天然氣資源供應國內市場及出口至國外

澳洲天然氣資源分配如下圖所示：



2. 澳洲 LNG 出口的起源

- (1) 1989 年從西澳開始發展：澳洲油氣資源大部份蘊藏在西澳省西北部的海域。
- (2) 2006 年續於北部海域開發氣田。
- (3) 2014 年昆士蘭州全球首創由煤層氣轉製 LNG。

3. 氣源的開發視出口的規模而驅動

4. 西澳擁有龐大的天然氣資源

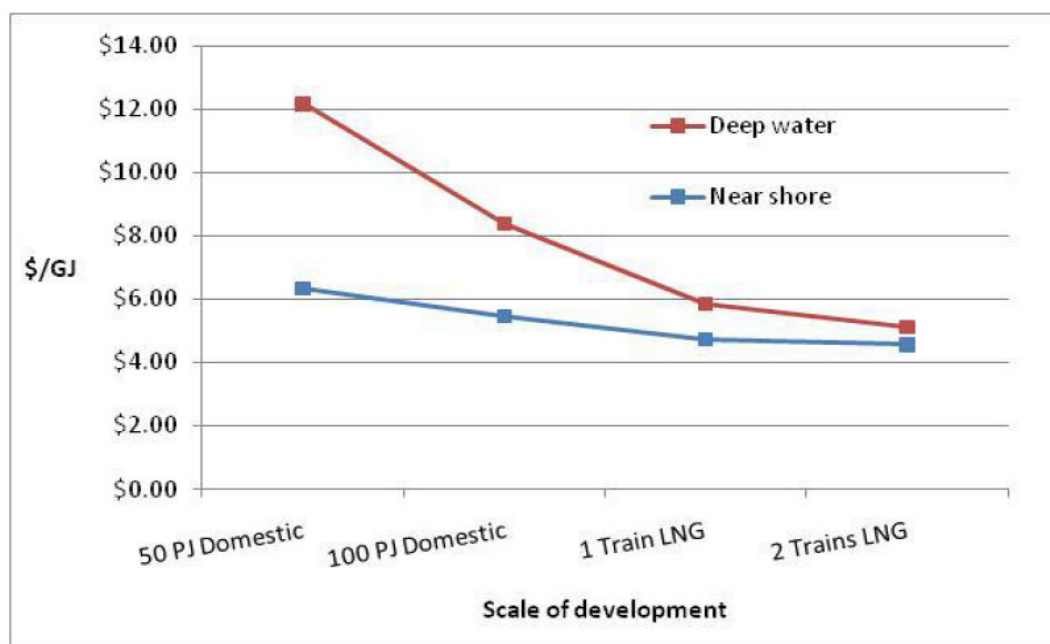
西澳天然氣資源分佈的幾個區域，主要有：Bonaparte 盆地、Browse 盆地、Canning 盆地、Carnarvon 盆地及 Perth 盆地，其地理位置及資源量列示如下表：

Basin	Location	2P + 2C (PJ)
Bonaparte	Offshore, far north	27,000
Browse	Offshore, far north	37,000
Canning	Onshore, north	Minimal
Carnarvon	Offshore, north west	105,000
Perth	Onshore, near north	1,000
Total		170,000

- (1)2015 年天然氣產能可達 50MTPA
- (2)發展出開發離岸天然氣資源較為容易
- (3)分散饋氣來源
- (4)促進地區繁榮

(二) 西澳天然氣生產成本

從下圖來看，投資規模越大，開發離岸天然氣邊際成本明顯降低：



(三) 西澳非傳統天然氣資源

除傳統天然氣外，西澳亦富饒非傳統天然氣資源：

1. Perth Basin 盆地

- (1)Warro 區域蘊藏緻密砂岩氣：Warro4 已成功開發，目標 2013 年可產氣 50PJ/d。
- (2)Whicher Range 區域蘊藏緻密砂岩氣：2011 年底前進行評估。
- (3)Caryginia 區域蘊藏頁岩氣：前景看好，Arrowsmith-1 預估可產氣 4 TJ/d。
- (4)煤層氣：2009/2010 年生產 143 PJ 煤層氣供應澳洲國內需求，依據澳洲昆士蘭州 LNG 產業藍皮書估計，澳洲進行 CBM 轉製 LNG 開發計畫每年將可供應 50 百萬公噸(相當 2,700 PJ)。

2. Canning 盆地

- (1)傳統石油、天然氣及非傳統緻密砂岩氣及頁岩氣資源豐富。
- (2)Yulleroo-1&2 區域富饒天然氣。
- (3)Valhalla 2 區域蘊藏很多 TCF 的天然氣及 50 百萬桶的石油。
- (4)開採規模須克服距離基礎設施及市場路程遙遠的問題

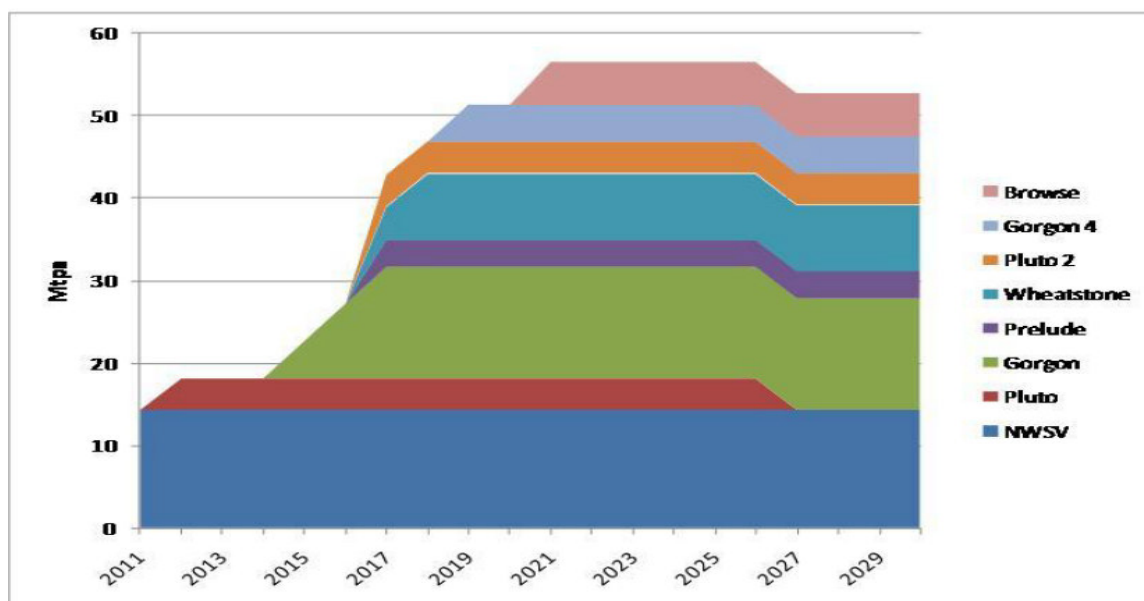
(5) 產出氣可作為 Browse 開發專案的饋氣

各盆地天然氣蘊藏量：

Basic Data	Basin/Gross Area	Cooper Basin (46,900 mi ²)	Maryborough Basin (4,290 mi ²)	Perth Basin (12,560 mi ²)		Canning Basin (181,000 mi ²)	
	Shale Formation	Roseneath-Epsilon-Murteree	Goodwood/Cherwell Mudstone	Carynginia Shale	Kockatea Fm	Goldwyer Fm	
	Geologic Age	Permian	Cretaceous	Upper Permian	Lower Triassic	M. Ordovician	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	5,810	1,555	2,180	2,180	48,100	
	Thickness (ft)	Interval	0 - 1,800	300 - 3,000	300 - 1,500	300 - 3,000	300 - 2,414
		Organically Rich	500	1,250	950	2,300	1,300
		Net	300	250	250	230	250
	Depth (ft)	Interval	6,000 - 13,000	5,000 - 16,500	4,000 - 16,500	3,300 - 16,500	3,300 - 16,500
Average		8,500	9,500	10,700	10,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Moderately Overpressured	Slightly Overpressured	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	2.5%	2.0%	4.0%	5.6%	3.0%	
	Thermal Maturity (%Ro)	2.00%	1.50%	1.40%	1.30%	1.40%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	105	110	107	110	106	
	Risked GIP (Tcf)	342	77	98	100	764	
	Risked Recoverable (Tcf)	85	23	29	30	229	

(四) 西澳出口預測

除已營運中之 North West Shelf 開發專案外，根據最新計畫西澳將有 Pluto、Gorgon、Prelude、Wheatstone、Pluto 2、Gorgon 4 及 Browse 等 7 個大型 LNG 開發專案在 2020 年前陸續投產，由於此 7 個開發專案都已作出最後投資決定 (FID)，澳洲的年液化能力在 2020 年前預計將增加 4 倍，從目前的水準增加到 100 百萬公噸，屆時將超過卡達成為世界上最大的 LNG 生產國。而卡達的 LNG 年生產能力在 2015 年前的大部分時間都將固定在 7.7 百萬公噸。



(五) 東澳天然氣資源

1. 天然氣資源龐大，GIP (Gas in Place) > 200,000 PJ
2. 評估受出口驅動
3. 開發多條生產線具經濟性
4. 加速開發資源，掌握LNG銷售

(六) 東澳LNG開發專案最新進展

1. 3個LNG開發專案已取得最後投資決定
2. 蘊藏量評估受水患影響進度受阻
3. LNG開發專案尋求額外的氣源
4. 預期國內氣價將顯著上揚
5. 許多LNG契約採油價連動
6. 昆士蘭州政府進行評估
7. 對於煤層氣反對聲浪增加
 - (1) 開發規模
 - (2) 水處理問題

(七) 澳洲LNG出口潛力

1. 澳洲LNG出口前景樂觀

澳洲政府一份最新報告指出，澳洲的LNG出口量在2015~2016年前將增長一倍以上，成為卡達之後全球第二大LNG出口國。受亞洲國家(特別是中國大陸和印度)需求大幅成長所驅動，澳洲LNG出口預計將從2009~2010年的18百萬公噸攀升到2015~2016年的41百萬公噸。在未來五年內澳洲的LNG出口預計每年將以19%速度增長，該增長量將使澳洲從2009年位居全球LNG第四出口國躍升為僅次於卡達的全球第二大LNG出口國，以滿足亞洲快速增加的天然氣需求。

2. 澳洲LNG開發專案生產成本

澳洲LNG開發專案的生產成本較全球其他LNG開發專案為高，其成本約在6-8美元/MMBtu，而其他非澳洲的LNG開發專案約在6美元/MMBtu以下，儘管如此，相較於其他供氣給亞太地區的競爭國家，澳洲LNG生產商的最大優勢是海程較近，運價較為低廉且可以快速將LNG運往亞太地區。

3. 澳洲LNG開發專案面臨的疑慮

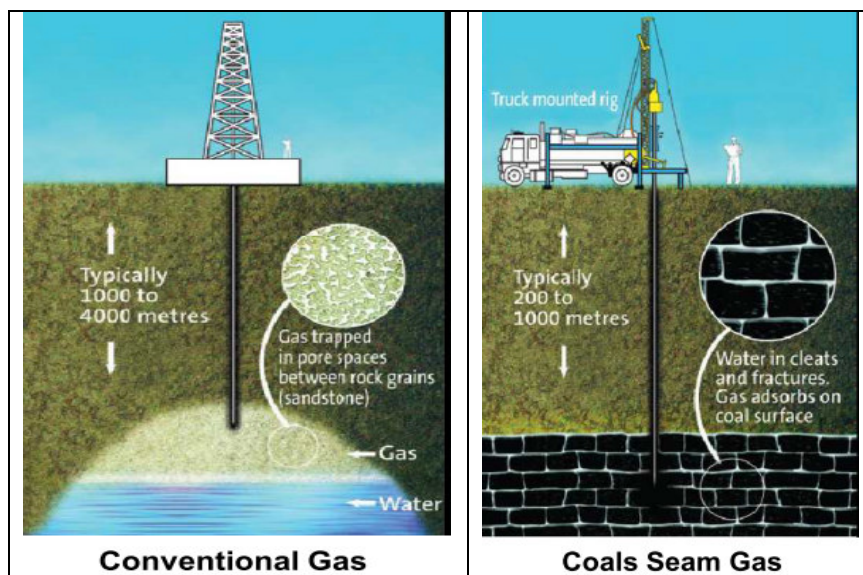
東、西澳LNG開發專案的投資商除面臨著成本日益上升及專業技術人才欠缺外，另澳洲政府計畫徵收的碳稅，亦可能阻礙LNG產業的發展。

五、非傳統天然氣及LNG契約趨勢

(一) 何謂非傳統天然氣

1. 非傳統天然氣係指傳統天然氣以外之天然氣，又稱為非常規天然氣，是一種新類型的能源資源。
2. 非傳統天然氣大致包括頁岩氣(Shale gas)、CBM、緻密砂岩氣(Tight sand gas) 及泥淖氣(沼氣)等，其熱值較低，其中生產技術已臻成熟且正式商業化的以煤層氣及頁岩氣為主，例如：美國、澳洲、中國大陸等國家在非傳統天然氣開發已有相當的進展。
3. 非傳統天然氣資源是未來全球天然氣產業發展的重點，其市場角色和地位將更加突出，成為傳統天然氣資源的重要補充氣源。根據專家推算，非傳統天然氣資源量高達900萬億立方公尺，是傳統天然氣資源量的1.9倍。

傳統天然氣與非傳統天然氣(以CBM為例)的開採方法如以下圖示：

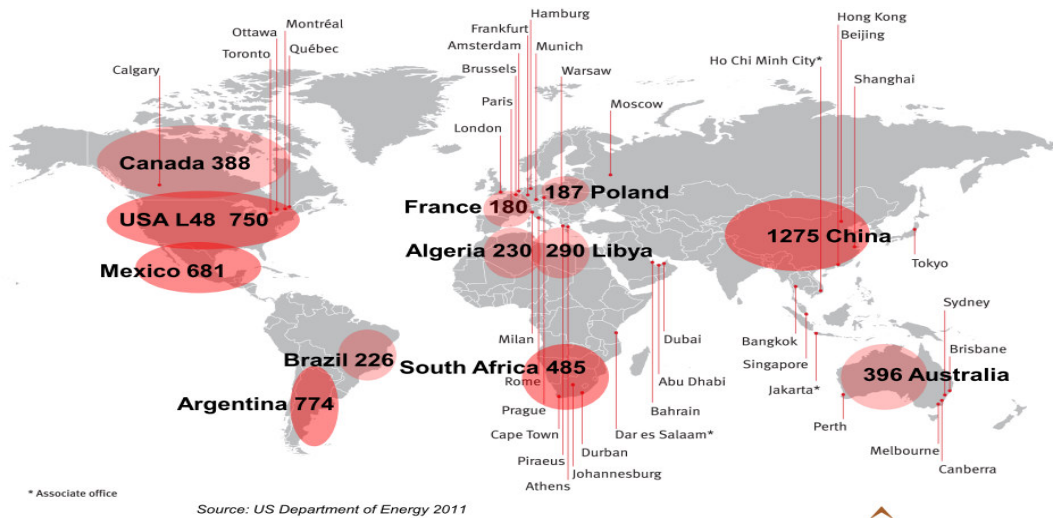


(二) 頁岩氣(Shale gas)

頁岩氣是從頁岩層中開採出來的天然氣，其主體係以吸附或游離狀態存在於泥岩、高碳泥岩、頁岩及粉砂質岩類夾層中。頁岩氣開發具有開採壽命長遠(30~50年)之特點，而且由於大部分產氣頁岩分布範圍廣、厚度大及普遍含氣，使得頁岩氣井能夠長期的穩定產氣(生產週期長)惟頁岩氣儲集層滲透率低，開採難度較大。隨著世界能源消費的不斷攀升，包括頁岩氣在內的非傳統能源越來越受到重視，如美國和加拿大等國已實現頁岩氣商業性開發。頁岩氣開採技術，主要有水平井加多段壓裂技術、清水壓裂技術和近期出現的最新壓裂技術-同步壓裂技術，這些先進的技術不斷的提高頁岩氣井的產量。

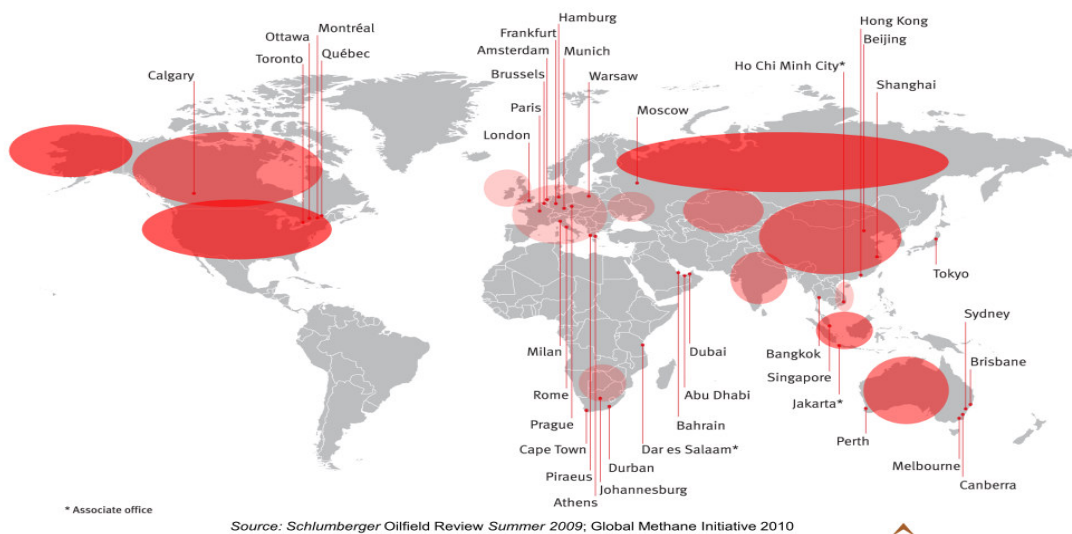
當前全球頁岩氣資源蘊藏豐富，其中北美地區有1,819TCF，包括加拿大

388 TCF、美國本土750 TCF及墨西哥681 TCF；亞洲之中國大陸有1275 TCF；澳洲有396 TCF；歐洲波蘭有187 TCF、法國180 TCF；中東利比亞有290 TCF、阿爾及利亞有230 TCF；南非有485 TCF及南美洲巴西有226 TCF、阿根廷有774 TCF。全球蘊藏頁岩氣地區及其儲量詳如下圖所示：



(三) 煤層氣(CBM)

煤層氣以大分子團的吸附狀態存在煤層中，煤層氣主要儲存於距離地表200~1,000公尺深度之煤層中，可藉煤層鑽探或地震勘測技術等方式證實煤層氣含量，就開採方面而言，CBM是煤礦生產的安全威脅，同時CBM的資源又直接與採煤相關，開採煤礦前若不先開採CBM，則必須將CBM排到大氣中，因此開採煤礦與開採CBM在某一階段是衝突的，包括技術上或礦業權利上的衝突。開採CBM時須先將水層降壓，減低地層壓力，使CBM自煤礦中解析成為小分子團而後「流出」地面，CBM的採收初期產量較低，但生產週期長，可達20~30年。全球蘊藏煤層氣地區詳如下圖所示：



1. 全球大約有3,500~9,500TCF煤層氣儲量(250,000 PJ)

2. 全球各地區煤層氣潛力

(1) 北美：加拿大及美國具極大潛力，北美天然氣價格維持在 4 美元/MMBtu 以下，而亞洲天然氣價格仍以較高價位成交，此外，亞洲 LNG 需求急速成長，包含傳統 LNG 市場如日本、南韓、台灣以及新興 LNG 市場如中國大陸，且日本核輻射事故使短中期內 LNG 需求可能進一步增加。亞洲及北美天然氣價格的差異，從北美出口天然氣至亞洲地區將不令人感到意外。

(2) 南美：巴西、智利、哥倫比亞及委內瑞拉有部分潛力

(3) 非洲：南非、那密比亞、辛巴威、波紫那

(4) 歐洲：烏克蘭、波蘭、匈牙利、法國、德國、荷蘭、西班牙、英國有部分潛力。

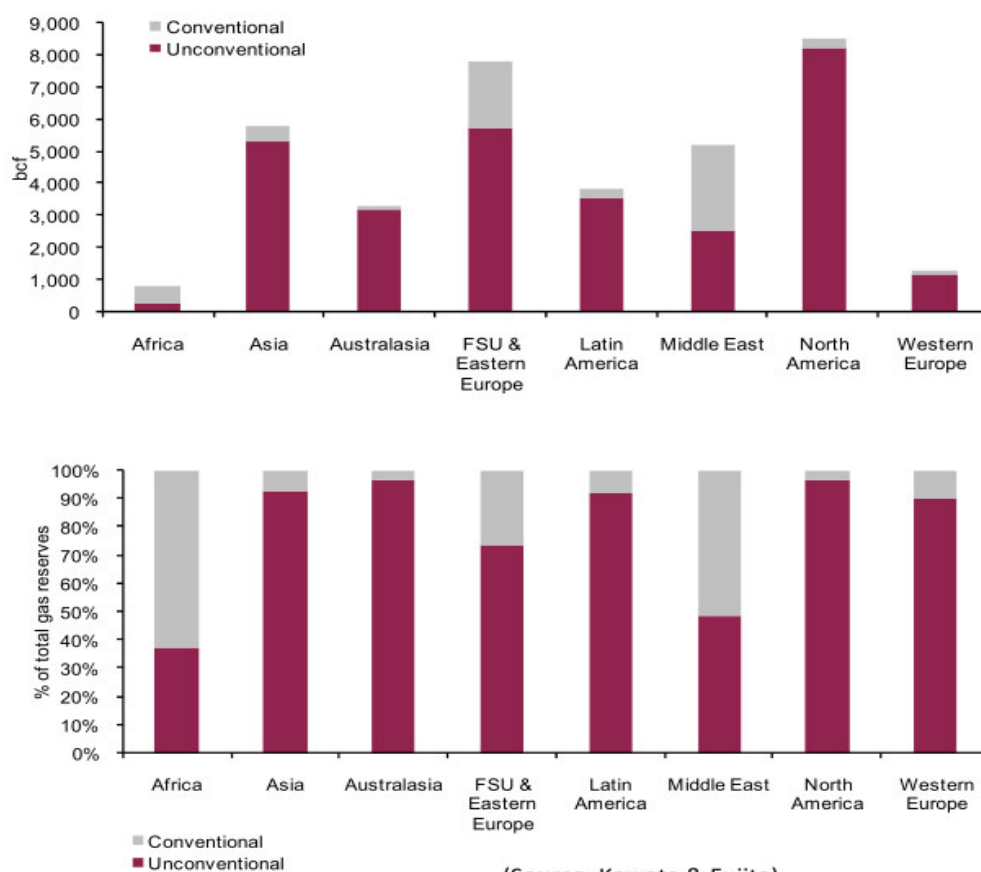
(5) 獨立國協(Commonwealth of Independent States, CIS, 含俄羅斯)：具極大的潛力，但須與成本較低的管輸天然氣競爭

(6) 中東：無

(7) 亞洲：中國大陸、印度、印尼、越南

(8) 澳洲：具極大的潛力

(四) 全球傳統天然氣與非傳統天然氣儲量及其占比



(五) 非傳統天然氣到LNG

1. 環境影響

- (1) 水資源利用競爭：開發非傳統天然氣需要利用大量的水資源，每口頁岩氣井要耗費 1,500 萬公升的水才能使頁岩斷裂。
- (2) 地下水處理：頁岩氣開採主要使用“水力壓裂法”的技術，也就是將數百萬公升的水、砂子以及化學品進行混合，然後在高壓下將其注入岩石，從而使岩石破裂，岩層中的天然氣就可以慢慢滲透出來，此一過程中使用的化學品，有可能污染地下水，危害環境。
- (3) 鹽分處理：以澳洲煤層氣 APLNG 開發專案為例，將產生 2 百萬公噸的鹽分。

2. 土地使用：煤層氣開發使用土地面積大，以APLNG開發專案為例，每年需開發350-600口井，總計需開發10,000口井，且地下輸氣管錯綜密佈長達10,000公里。

3. 產業能力

- (1) 北美以外其他地區缺少採氣鑽探設備
- (2) 運輸基礎設施不足
- (3) LNG 開發專案缺少工程及操作專業人力
- (4) 建造成本增加：未來 4~5 年澳洲煤層氣開發專案將耗資高達 2,400 億，如何順利取得銀行融資亦為關鍵問題。

(六) 美國頁岩氣成功的開發模式

美國的頁岩氣革命動搖全球LNG市場格局，預期此一影響將持續，進而改變世界能源格局。頁岩氣的開發成功，除經濟和技術因素外，尚需政府能源監管制度與政策支持。美國頁岩氣能夠規模化開發取決於以下三項關鍵因素：

1. 開發技術的成熟與突破
2. 發達的天然氣管網設施
3. 政府提供稅務優惠，吸引投資

(七) 非傳統天然氣的衝擊

1. 近年來全球地緣政治格局的演變，石油供需關係的態勢，氣候變化和環境保護的壓力，日本核危機的影響，新能源的經濟技術性等因素，都進一步推高全球對天然氣的重視度和依賴度，21世紀的能源將是天然氣的世紀，而作為傳統天然氣補充能源的非傳統天然氣，其重要性漸增。
2. 由於非傳統天然氣的突增，不僅讓美國國內48州的天然氣使用及生產受到影響，也干擾全球天然氣的產用均衡，更使LNG市場受到不少的

衝擊。美國原規劃在太平洋沿岸、大西洋沿岸、墨西哥灣沿岸，設置LNG進口接收站，因非傳統天然氣的開發與擴展，導致若干接收站不得不取消，原來計畫為進口接收站，可能轉向成為出口裝載站。

3. 全球LNG的生產者原先瞄準美國（或北美）市場而增加的LNG產量，因北美進口需求大幅減少，使得這些FOB LNG貨氣流入西歐（英國、比利時、法國）不但使歐洲增加LNG進口，亦影響歐洲天然氣價格。
4. 美國頁岩氣的快速發展改變國際天然氣市場價值鏈，使得投資不確定性大幅的增加，加劇投資者對是否投資新的LNG工廠和輸儲設施、輸氣管線以及是否考量投資長期供應契約等方面的擔憂。有些LNG出口開發專案甚至有被取消或延期的跡象，可能導致未來十年全球天然氣的供應短缺。

(八) 煤層氣液化課題與LNG契約趨勢

1. 澳洲昆士蘭州CBM轉製成LNG，相對於傳統天然氣其生產成本可能較為低廉，且其氣源座落於政經情勢穩定之澳洲，將成為主要LNG買主之portfolio氣源組合。
2. 惟由於CBM生產每年需開挖1,000口以上之氣井，業界認為其生產成本應會高於傳統天然氣，但傳統天然氣未來將探採海上距離陸地較遠的地點，其成本也會上升，兩者之間的競爭形勢將會改變，未來傳統天然氣的生產成本是否會高於CBM，仍有待觀察。
3. 亞太地區傳統的LNG買家如日本、韓國等，以往多不願採購以CBM轉製而成的LNG，主要係因非傳統天然氣之甲烷含量較傳統天然氣為高，使得其熱值較低，低約10%左右，將來是否混合LPG以提高熱值待交易雙方去協商，賣方須研究有利的條件以免失去競爭力。
4. 為確保長期穩定消費市場：CBM液化出口將與傳統液化天然氣(LNG)競爭，而傳統液化天然氣已有日本、韓國、台灣及歐洲等國家的大消費市場，但液化煤層氣是否能夠提供比傳統液化天然氣更優惠的條件如價格、提貨條款(如不附帶Take or Pay)以及其他財務條款等，讓LNG買主更容易接受的條件，始能打開國際市場。

六、藉由煤層氣(CBM)的開發，建立澳洲昆士蘭州在全球LNG產業的地位

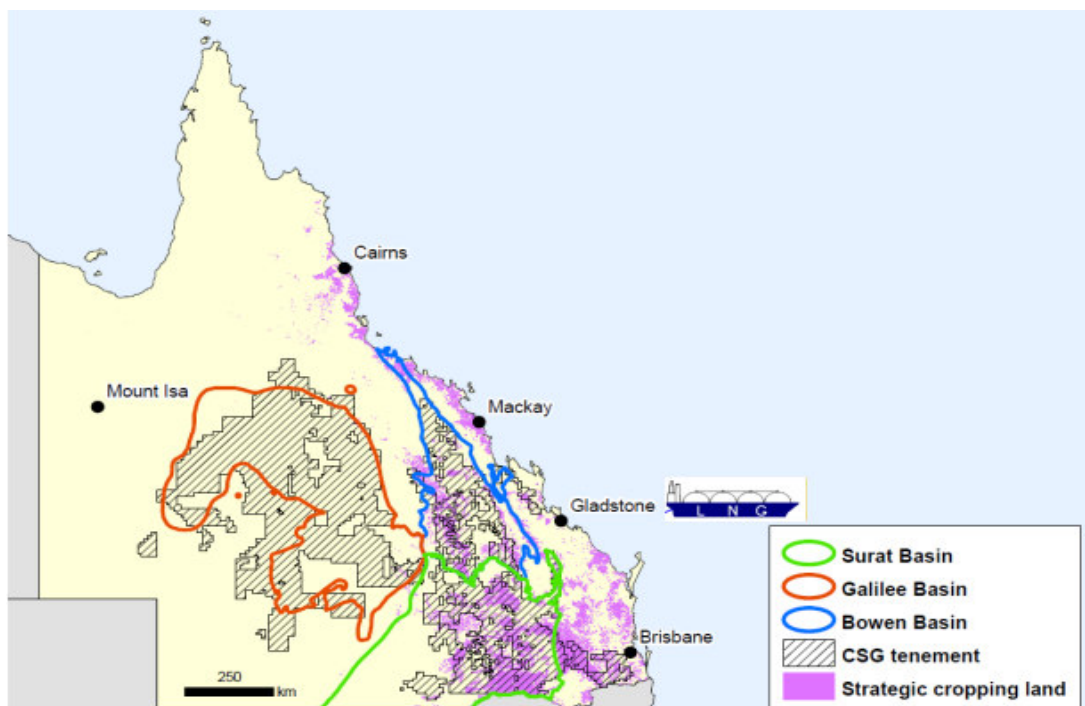
(一) 開發澳洲昆士蘭州在非傳統天然氣領域之市場潛力

1. 澳洲昆士蘭州在全球LNG市場的定位

- (1) 相較煤炭與石油等傳統能源，全球LNG需求呈現快速成長。
- (2) 氣候變遷問題—天然氣為非常潔淨的能源
 - 燃氣電廠在溫室氣體(GHG)排放上較燃煤電廠減少 50-70%
 - 昆士蘭州每生產 1 公噸 LNG 排放 GHG，可節省全球 4~10 公噸 GHG。
- (3) 全球LNG開發專案增加
 - 15 個國家有 LNG 開發專案，且許多開發專案正在擴建中
- (4) 目前澳洲LNG產業產值超過2,000億，其中500億(3個開發專案)在昆士蘭州。

2. 非傳統天然氣—CBM、頁岩氣及緻密砂岩氣

- (1) 昆士蘭州的Galilee、Bowen及Surat盆地蘊藏豐富的CBM。
- (2) 由於技術成熟、市場需求及油價上漲使昆士蘭州CBM商業化開發。
- (3) 昆士蘭州氣田開發計畫創造出大規模產業(增加20%氣源供應)。
- (4) 昆士蘭州頁岩氣蘊藏於西南方Cooper盆地。
- (5) 昆士蘭州緻密砂岩氣正在Bowen盆地進行探勘。



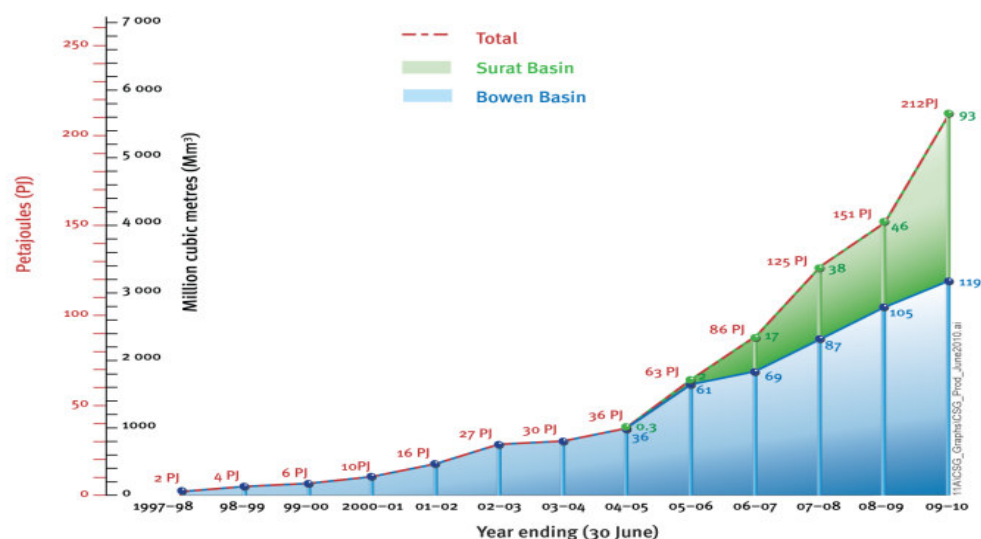
3. CBM資源量

(1) 煤層氣資源量的3P：確定(Proven) +測定(Probable) +可能(Possible)

(2) 估計煤層氣3P蘊藏量

- 東澳：250,000 PJ
- 昆士蘭州：160,000 PJ

Queensland coal seam gas production to June 2010



(二) 檢視澳洲煤層氣的商機與挑戰

1. CBM 轉製LNG產業（歷史背景、經濟性及開發計畫）

(1) 歷史背景

- 2000年：未考量由CBM轉製LNG的計畫
- 2000年：昆士蘭州要求2005年前電力供應13%來自燃氣電廠
- 2010年：上述供應比例提高至15%，未來目標為18%
- 昆士蘭州煤層氣探勘計畫增加
- 2008年：公布8個CBM轉製LNG開發專案
- 2011年：5個CBM轉製LNG開發專案進行中，4個專案已完成環評(EIS)，3個專案(450億)在2015年年產能可達20.8百萬公噸。

(2) 經濟性

- 經濟性評估，預期2020年LNG產業可達中型規模，年產能為28百萬公噸。
- 直接或間接創造18,000個工作機會
 - 增加GSP超過30億元
 - 每年850百萬元權益收入
 - LNG產業快速發展超乎經濟性評估

(3) 昆士蘭州CBM轉製LNG開發過程

- CBM自Bowen及Surat盆地開發出來

- 最初伴隨 CBM 水流出，將天然氣擠壓：從 3 個開發專案出水量為 103~133 GL
- 氣經過壓縮再由輸氣管輸送到 400~500 公里 Gladstone 港
- 在 Gladstone 港天然氣液化廠製成 LNG 再出口至國外
- 國外再氣化後供發電、工業及家用

(4) 進行中 CBM 轉製 LNG 開發專案

- 昆士蘭省 Curtis LNG (QCLNG) 開發專案－股東為 BG Group 及 Queensland Gas，於 2010 年 10 月完成 FID。
- Gladstone LNG (GLNG) 開發專案－股東為 Santos、Petronas、Total 及 KOGAS，於 2011 年 1 月完成 FID。
- Australia Pacific LNG (APLNG) 開發專案－股東為 ConocoPhillips、Origin Energy 及 Sinopec，於 2011 年 1 月完成 FID。





(5) 規畫中 CBM 轉製 LNG 開發專案

- Shell Australia Pacific LNG 開發專案－股東為 Shell 及 Arrow
- Gladstone LNG 計畫 Fisherman's Landing－股東為 LNG Ltd

(6) 可能 CBM 轉製 LNG 開發專案

- Southern Cross LNG 開發專案－股東為 Impel
- Sun LNG 開發專案－股東為 Sunshine 及 GasSojitz
- Energy World Corporation 開發專案

澳洲4個最大的CBM to LNG開發專案

Project	Participants	Project Details	LNG Production	Total Estimated Capex (Q1, 2011)
QCLNG (committed) 	BG Group 100%	<ul style="list-style-type: none"> Gas field production wells 540km underground pipe from production wells to Gladstone LNG plant consisting of approximately 2 to 3 trains 	<ul style="list-style-type: none"> Initial production of 8.5mtpa Full capacity possible 12mtpa 	US \$15 billion
APLNG (committed) 	Origin 42.5% ConocoPhillips 42.5% Sinopec 15%	<ul style="list-style-type: none"> Gas field production wells 450km pipeline from production wells to Gladstone LNG plant LNG plant consisting of 1 train initially 	<ul style="list-style-type: none"> Stage 1 4.5mtpa Stage 2 9.0mtpa 	FID (Stage 1) US \$14 billion + Stage 2 prep work US \$6 billion
GLNG (committed) 	Santos 30% Petronas 27.5% Total 27.5% Kogas 15%	<ul style="list-style-type: none"> Gas field production wells Pipeline from production wells to Gladstone LNG Plant LNG plant consisting of 2 trains 	<ul style="list-style-type: none"> Initial production 7.8mtpa Full capacity 10mtpa 	US\$ 16.2 billion*
Arrow LNG 	Shell 50% PetroChina 50%	<ul style="list-style-type: none"> Gas field production wells 467km pipeline from production wells to Gladstone LNG plant LNG Plant consisting of 2 trains in stage 1 and 2 more in stage 2 	<ul style="list-style-type: none"> Initial production 8mtpa Full capacity 16mtpa 	US \$36 billion*

2. CBM 轉製 LNG 面臨的挑戰 (環境保護、社會及社區)

- (1) 環境保護：大量水、地下水、液壓破裂
- (2) 對社會及社區的衝擊
- (3) 經濟面：影響天然氣價格

3. 政策管控制度（包括主要策略問題的討論）
- (1) 嚴格的政策/法規制度
 - 可協助促進 LNG 產業
 - 保護環境
 - 減緩對社會的衝擊
 - (2) 採行合宜的環境保護措施
 - 允許環保部門根據政府或產業的資訊進行修正環境狀況的權力
 - (3) LNG 執行單位
 - 建立確保法規制度的承諾與執行
 - 在 2010~2011 年有明顯額外的資源
 - (4) 昆士蘭州政府各項政策目標
 - 首須滿足昆士蘭州用氣
 - 電價及氣價合理化
 - 不可對地下水資源產生不利影響
 - 用於開採 CBM 所使用的水不可對環境造成傷害
 - 對社區所造成的衝擊須為可接受的及有益的
 - 透過徵收礦稅有公平的財務收益
 - 州政府對 LNG 設施興建不需提供資金
 - (5) 國內用氣
 - 於 2010 年 7 月成立昆士蘭州天然氣協會
 - 職責為監督及管理該州天然氣市場的發展
 - 昆士蘭天然氣方針
 - 目前的政策為天然氣占發電系統 15%，並以 18% 為目標
 - 年度天然氣市場檢討 (AGMR)
 - 政府委任單位執行昆士蘭州天然氣市場的年度檢討
 - 包含模組與分析、未來氣價、供需平衡及尖峰需求等議題
 - 報告書將公佈於網路上
 - 短期交易市場 (STTM)
 - 先於 2011/9/1~2011/11/30 進行市場測試，於 2011/12/1 再正式啟動
 - 預期天然氣產量土地資源
 - 允許政府區隔出國內市場的占有權
 - 仰賴 AGMR 的執行
 - (6) 保護地下水資源
 - 研究指出煤層與地下水資源並無高度相連性
 - 惟地下水資源仍需被保護及監督
 - 2010/12 推行新法案以保護地下水資源免於遭受任何可能因 CBM 開採活動所造成的衝擊，該新法案內容包括：

- 對含水土層及水層界定標準
- 對使用特殊鑽孔技術開採 CBM 所造成影響設立門檻標準
- 如果鑽孔造成影響，則會做出完善的安排
- 對有重複影響的區域劃分為累積管理地區 (CMA)
- 昆士蘭自來水協會(QWC)監督在 CMA 區域累積的影響
- QWC 權責為：
 - 準備一份對地下水衝擊的報告
 - 模擬對地下水所造成的衝擊
 - 預測開採 CBM 所使用的水所造成的影響

(7) 對開採 CBM 使用的水進行管理

- 在 3 項被批准的開發專案中，預期開採 CBM 出水量每年的範圍在 102 到 133GL 間。
- 1994 年實施的環境保護法案下，開採 CBM 使用水被環保當局定義為廢棄物且須被妥善處理，或應被有利的使用。
- 2010 年 6 月，政府發表 CBM 使用水管理政策
 - 確保鹽分不會傷害環境且能有效的利用
 - 優先管理項目(注射劑)
 - 非優先管理項目(地表水和土地的處置)

(8) 液壓破裂技術

液壓破裂技術(fracking)是將沙、水及化學藥品混合物打進氣井中以獲取大量含天然氣水的過程。

- 預估 10~40% 的 CBM 氣井將需要使用液壓破裂技術
- 水和沙(99% 為流體)及其他物質(1%)組成的混合物施壓注入煤層，以擴大地下孔動縫隙讓更多天然氣可通過氣井流出。
- 液壓破裂技術中額外添加 1% 的化學藥劑是讓溶液更像膠質且可包住沙一併打入煤層中。
- 這些化學藥劑在稀釋劑量下使用是安全的
- 在昆士蘭州 BETX 化學藥劑使用於液壓破裂是被禁止的
- 須通知地主可被供應使用液壓破裂的液體
- 液壓破裂使用報告須提交油井及液壓破裂液體使用詳細情形

(9) 土地使用權

- 2010 年 11 月政府提出土地使用權法案
- 該項新土地使用權法案尋求在私人土地使用權及補償間取得平衡
- 新土地使用權法的主要特點：
 - 所有資產持有者必須遵守使用單一土地使用權代碼
 - 初步活動-進行初步活動之前需要先通知
 - 進階活動-進行進階活動之前，作業及補償協議必須與地主先行協商
 - 訂定紛爭解決程序

- 配套文件
 - 單一土地使用權代碼
 - 有標準協議以協助作業及補償之協商
 - 協助地主協商之費用表單

4. 實施策略（LNG計畫、設計藍圖）

LNG 產業藍圖

(1) 政策的實施

- 政府完全致力於實施這些政策目標
- LNG 產業藍圖在確定政府主要實施策略方針

(2) 2009 及 2010 年產業藍圖主要實施方針

- 鼓勵產業發展
- 對產出的水進行管理
- 保護地下水資源
- 保持昆士蘭州對國內天然氣的供應
- 對社區的累積影響進行管理
- 促進當地的商業利益
- 對未來進行規劃

5. 協助LNG產業（促進計畫、產業發展）

(1) 促進計畫發展/個案管理

目標：協助提議者以達成批准並開始建設

- 協調管理機構批准/許可證
- 維護批准時程表
- 確保政策/管理制度可以切實執行
- 解決特定產業問題，包括：
 - 交通
 - 居住
 - 管線
 - 佔有權問題（地役權）
 - 產出的水及地下水

(2) 煤層氣加入天然氣產業

目標：與 Surat 盆地受影響的地主和產業進行聯絡，以發展了解彼此的觀點和監控公眾的意見及問題

- 利益相關者的參與，包括地主行動小組、環保人士、地區的天然氣公司、當地政府部門及國家政府機構
- 煤層氣社區論壇
- 尋求煤層氣諮詢委員會的支持
- 提供攸關 Surat 盆地議題的資訊

(三) 結論

非傳統天然氣帶給全球LNG產業的影響是禍害抑或福音

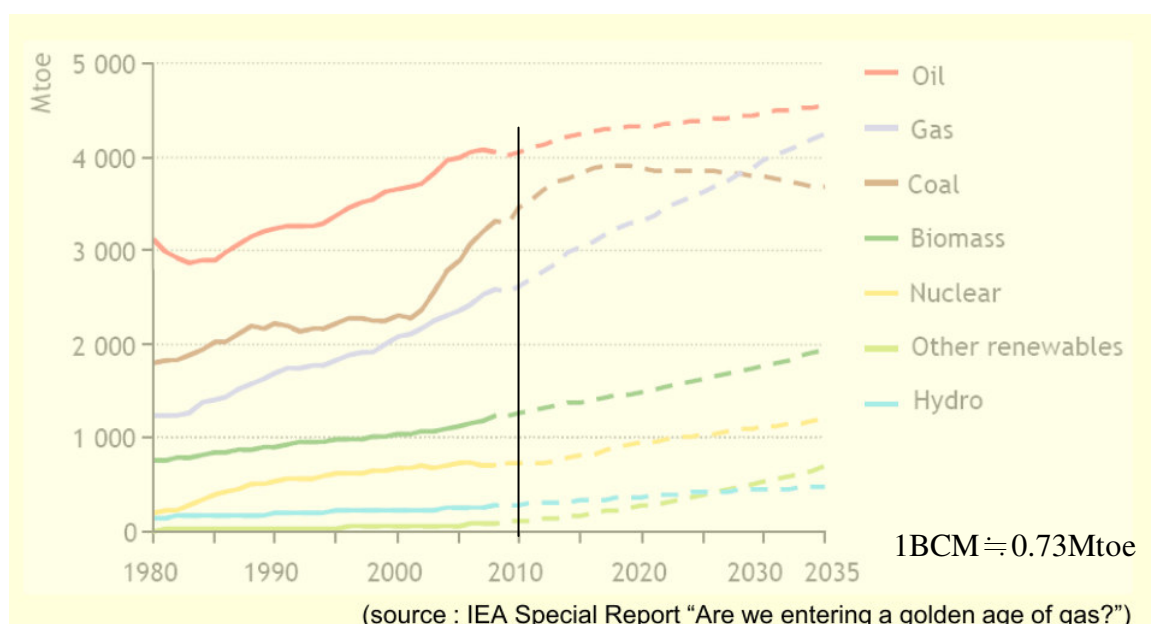
1. 從昆士蘭州的經驗來看，非常傳統天然氣是天然氣產業界的重大機會。
2. 昆士蘭州擁有豐富的煤層氣蘊藏量，且緻密氣及頁岩氣的勘探亦進行中。
3. 天然氣是一種潔淨燃料，且對改善溫室效應具有明顯的效益。
4. 天然氣是一種作為使用再生能源理想的過渡燃料。
5. 非傳統天然氣有環境保護、社會和經濟的問題尚待解決。
6. 政府需要對政策和立法的發展採取積極的態度，以促進這些新興產業，同時保護環境和減輕社會衝擊。
7. 昆士蘭州政府已做到下列兩點：
 - (1) 對 CBM 轉製 LNG 產業採取積極主動的做法
 - (2) 設立可協助產業和減輕對環境及社會衝擊的政策和協調機制
8. 昆士蘭州目前受益於新興煤層氣開發產業。

七、LNG生產計畫投資策略之決定因素

(一) 天然氣前景

1. 預期未來是天然氣的黃金年代

目前，世界天然氣年平均消費增長24%，預計2030年以前，天然氣將是全球成長最快的化石能源，預期未來在更注重環保的情況下，天然氣在世界一次能源結構中的比重將上升到26%~28%，有望超過煤炭和石油成為全球第一大能源。天然氣在全球能源可持續發展當中的作用和地位，已經得到廣泛和充分的肯定。特別是近年來全球地源政治格局的演變，石油供需關係的態勢，氣候變化和環境保護的壓力，美國非傳統天然氣的突破，日本核危機的影響，新能源的經濟技術性等因素，都進一步推高全球對天然氣的重視度和依賴度，21世紀的能源是天然氣的世紀。



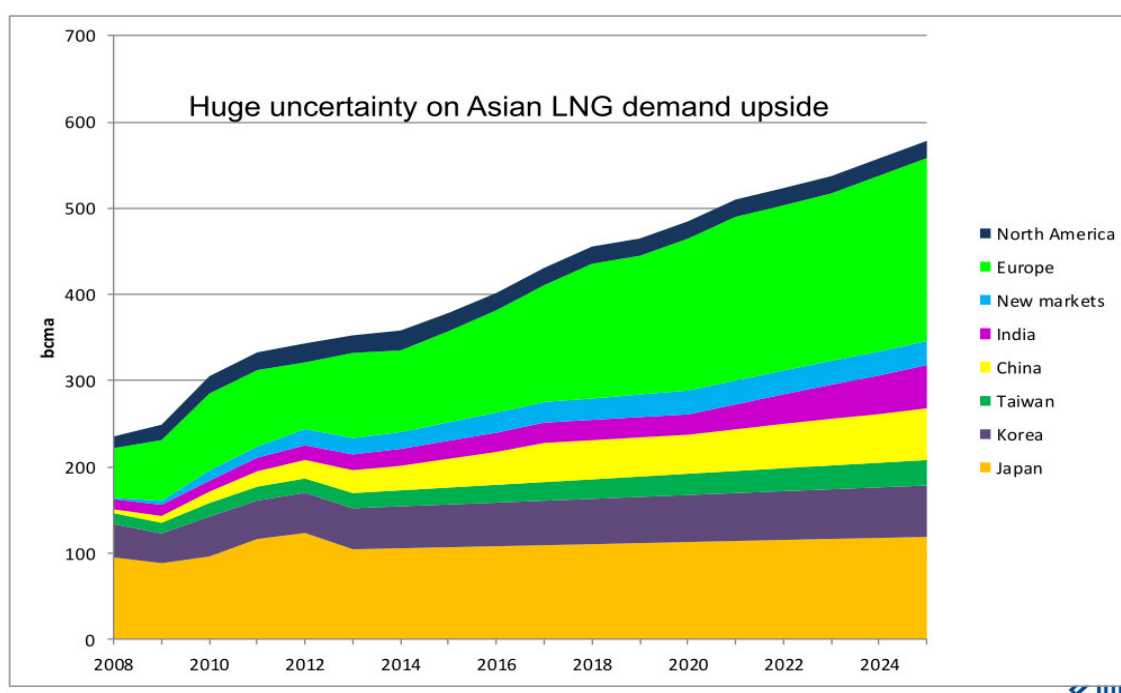
- (1) 2035年天然氣生產量將超過5,000 BCM (2010年為3,193 BCM)。
- (2) 中國大陸及印度需求急速成長：受限於國內石油、天然氣資源有限，加上需求增加，造成此兩個市場須高度仰賴進口。
- (3) 非傳統天然氣投產：超過1,200 BCM。
- (4) 2035年LNG交易量達600 BCM，約450萬公噸(2010年為300 BCM，約220萬公噸)。
- (5) 天然氣主要進口國：OECD歐洲、中國大陸、OECD亞洲及印度。

2. 全球LNG需求的成長

亞太地區LNG採購量約占全球市場70%，一直是全球LNG生產與消費的核心地帶，其中日本和南韓是最重要的兩大進口國。亞太地區LNG需求

正以每年平均約6%的速度成長，尤其是中國大陸、印度等新興市場需求日益旺盛。而全球對LNG需求，正以亞太為軸心隨之拉高。

Global LNG Demand 2008 - 2025



Source: IEA, Waterborne LNG, Wood Mackenzie, Own Analysis

(二) LNG開發專案能否具體實現

國際金融危機的爆發使得亞洲國家傾向於投資實物資產及戰略資產，天然氣資源便是一個很好的投資選擇。日本大地震引發的核洩漏使得世界其它國家紛紛重新審視並部分修改核能發電計畫，這也使得石油、天然氣等傳統化石能源在世界能源供應結構中的地位在短期內更加難以撼動，再加上目前西亞、北非的緊張局勢，這些都大大提升天然氣資源的戰略投資價值。

1. LNG開發專案能夠具體實現？

如何決定投資

- (1) 有足夠蘊藏量/饋氣
- (2) 以合理的成本開發合理計畫
- (3) 有承諾的買家

2. 不能只有單一買家

LNG並非一般商品，交易係採逐一與客戶簽署長期SPA合約，並有特定的價格公式。

3. LNG交易的特色

- (1) 對賣方及生產者而言：須投入鉅資（如氣田開發及廠房建造）
- (2) 對買方及用氣者而言：亦須投入鉅資（如接收站及電廠）

天然氣是一個以區域化為主的市場，和其他能源產品相比，氣態的天然氣既不易於運輸也不易於保存，管道輸送是天然氣傳統的運輸方式，隨著技術的進步和需求的增加，LNG市場快速發展成為天然氣供應的另一種重要方式，不論是管輸天然氣或船運LNG，進氣用氣兩端必須嚴格對等。因此，氣田開發方必須落實買方用戶後才會投資天然氣開發專案，而買方必須相信可以獲得充足長期穩定的氣源後才會興建天然氣接收站，供需雙方必須簽訂長期契約後才能促成大型氣田之投資開發。

4. 雙方簽署長期SPA，此契約內有特定的價格公式及數量承諾。

5. 天然氣的運輸相當昂貴

氣田出產的天然氣須冷凍至攝氏零下162°C，成為一種無色、無臭的液體，體積也縮減為氣態時的600分之1，再以特殊冷凍船越洋運送。90%的天然氣交易是區域性的。

6. 情勢轉變

- (1) 歐洲天然氣產量下降：

至2035年天然氣產量將大幅下降至100 BCM，約70萬公噸。

- (2) 過去幾年全球LNG貿易量持續增加：

年	1980	1990	2000	2010
量(BCM)	31	71	140	298

7. 預期新市場

- (1) 為實現計畫，巨額投資是必須的
- (2) 政治上策略

8. 能否找到足夠買家以進行FID

可能的情況

- (1) 若盈虧兩平價格 < xx\$/mmbtu及每一買家有特定安排(如價格公式、數量承諾)
- (2) 買家數目受到限制，且須與其他燃料(如煤炭、再生能源)評比

9. 小型LNG開發專案是否可行

- (1) 評估如何回收鉅額投資成本，一定規模開發專案是必要的，因為某些設施須有一定經濟規模，惟成本並非成一定比例，如接收站儲槽

容量 > LNG船儲槽容量(一般容量 > 140,000m³)，離岸輸氣管線的投資昂貴。

(2) 逐步建造較為可行

(三) 實現新建LNG開發專案

1. 新建LNG開發專案

- (1) 確保相當資源/饋氣
- (2) 找到足夠買家
- (3) 除了政治決策及經濟因素外，其他皆可處理

2. 誰會是買家

- (1) 潛在市場天然氣非單一來源
- (2) 歐洲及美國氣田產量下降

(四) 投資風險

1. 不斷上升的環保壓力

開採天然氣會影響地下水和空氣品質、破壞地表植被，導致土壤穩定性退化；開採也需要消耗大量的能源及多排放溫室氣體。因此，飽受環保人士的批評，政府亦面臨強大的壓力。

2. 開發成本的持續增加

開採技術複雜、費用高昂，致生產成本不斷上升，另一方面為勞動力成本，因為有許多LNG開發專案同時在進行，使產業的勞動力出現短缺，勞動力成本迅速上升。此外，開採出來的天然氣須透過輸氣管線輸送至液化廠，運輸成本增加也不容忽視。

LNG開發專案所具有的高風險性，使得產業在進行投資時，除要擁有長遠的戰略目光外，亦需要保持審慎的樂觀，在戰略投資和審慎投資中進行權衡並作出最佳的投資決策。天然氣資源不同於一般的投資標的物，它被賦予戰略物資的特徵，並很容易受到政治因素的影響。

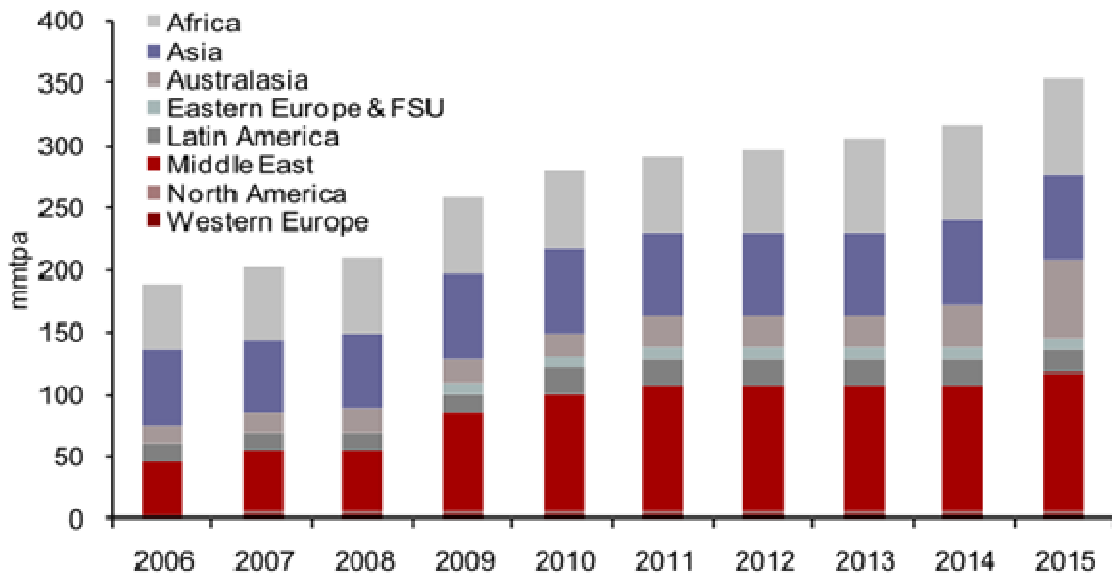
八、浮式液化天然氣技術 (F LNG) 全球市場展望

(一) 低碳的燃氣電廠

天然氣屬於較清潔的低碳能源，對空氣造成的污染遠低於煤炭及石油，因此多使用天然氣以取代煤炭、石油，已成為先進國家因應二氧化碳(CO₂)減量可行方案之一。天然氣消費量中，仍以發電占最大宗，無論就能源穩定供應、環境保護或抑低CO₂排放而言，天然氣與煤炭相比具有熱值高、產生有毒有害物質少、燃燒後無殘渣和廢水的優點，是低碳經濟範疇中比較理想的能源。

(二) LNG產能持續增加

1. 2009年中東地區(主要是卡達)取代亞洲(印尼)成為全球LNG最大供應商，出口量超過68 BCM。
2. 未來5年亞洲、澳洲及其他地區陸續有許多新建LNG開發專案投產。

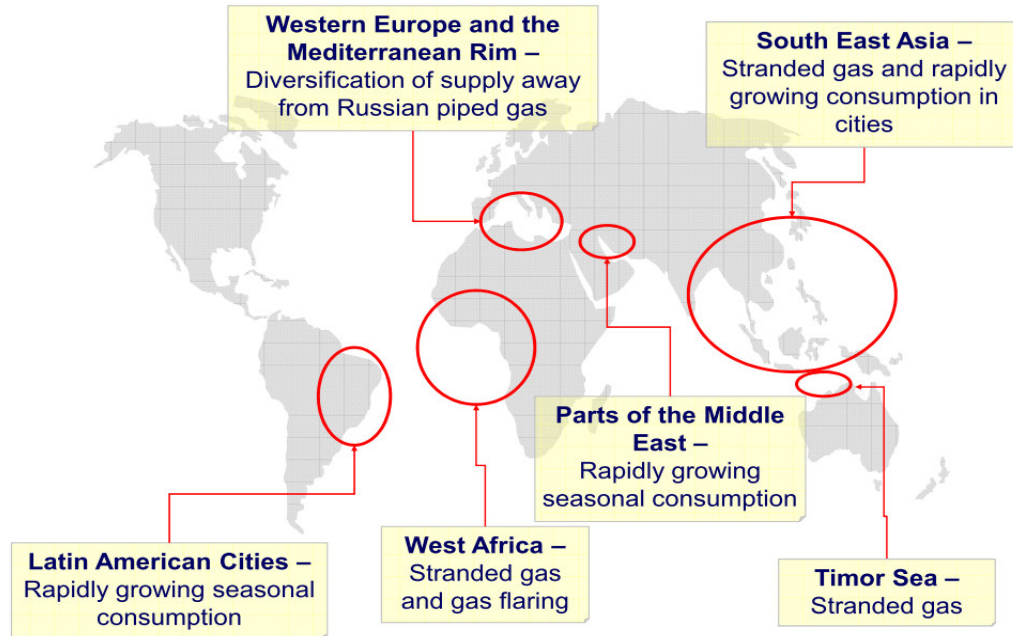


(三) 浮式液化天然氣技術

近年來，隨著全球天然氣勘探與開發的逐漸深入，越來越多的深海氣田、邊際小氣田、伴生氣田被發現。過去外海生產天然氣的傳統方式，是先將天然氣抽上採集平臺，再透過輸氣管輸送至鄰近海岸，惟有些外海氣田距離海岸十分遙遠，使用輸氣管成本和難度太高，若採用傳統的建設方式，很多小氣田將因成本限制無法投入開採。採用浮式液化天然氣技術(FLNG)，視海上天然氣田的生產狀況靈活配置FLNG，可在船上先進行液化處理，再運送至目的地。能源專家認為，FLNG是極佳的解決之道，因為不需要太多固定的基礎設施，且開採完畢，就可以起錨走人，前往下一個氣田。為了解決這些氣田的開發與運輸問題，各國加緊研究

浮式液化天然氣技術，利用LNG易於運輸與儲存的特點，加速上述氣田的開發。

(四) FLNG目標區域，包括西歐及地中海沿岸、中東、西非、東南亞、南美洲及Timor Sea：



(五) FLNG和FSRU

浮式液化天然氣技術包括FLNG和FSRU。

FLNG(Floating liquefied natural gas)為浮式液化天然氣廠，可替代傳統岸上的LNG廠。

FSRU(Floating storage and regasification unit)則為浮式儲存和再氣化站，可替代傳統的LNG接收站。FSRU是一種儲存/再氣化LNG設施，主要用來錨泊在近海區域裝載由船運送來的LNG。與傳統的岸上再氣化設施相比，FSRU具較佳的經濟性。

1. FLNG與岸上LNG廠之比較

- (1) FLNG 以較小產能投資成本較少
- (2) FLNG 建設工期較短

據試算，在適合應用浮式液化天然氣技術的前提下，FLNG 生產設施與相同規模的岸上 LNG 廠相比，投資金額減少 20%，建設工期減少 25%。

2. FLNG具經濟性

透過海底輸氣管道將天然氣運回岸上再進行液化處理的代價非常昂貴，因此全球有數個深海天然氣開發專案正在考慮建造FLNG的船舶。

- (1) 浮式設計上游投資成本較低廉(因無須投資到岸上輸氣管的成本)。
- (2) EPC(Engineering、Procurement、Construction)成本：在某些情況下，FLNG 資金成本(per/d)較低廉。
- (3) 即便是岸上氣田若不適合興建岸上處理廠(如安全問題或地形)，亦可考量興建設施 FLNG。

(六) 技術與計畫

1. 營運中之FLNG進口接收站

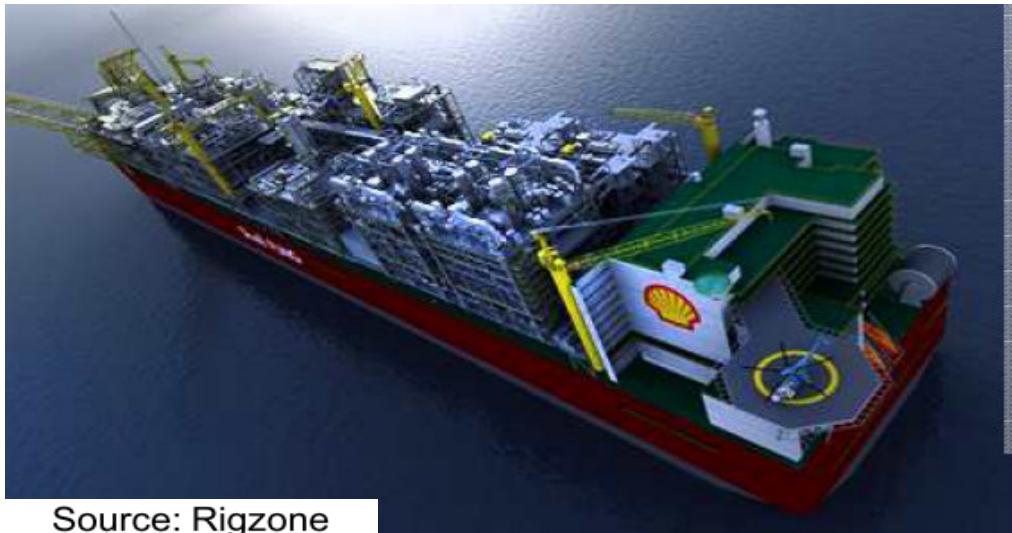
- (1) 包括阿根廷、巴西、科威特、杜拜、英國及美國。
- (2) 包括一系列技術FSRU。
- (3) 幾乎每一個新建接收站都會考量FLNG之技術。

2. FLNG計畫

- (1) Shell之Prelude FLNG開發專案(3.6 MTPA)已取得許可，預計於2017年開始營運。
- (2) 巴西外海Petrobras pre-salt船。
- (3) 許多FLNG計畫目標鎖定在澳洲及巴布新幾內亞離岸。
- (4) 其他地區如非洲及中東亦尋找興建FLNG地點。

(七) 全球首座海上FLNG

1. 全球能源巨頭Shell委託Samsung及Technip設計、建造及裝置複合式的FLNG船體，造價30億美元，預定使用年限15年，可生產：3.6 MTPA LNG、1.3 MTPA LPG、0.4 MTPA凝結油及儲存容量220,000m³。
2. 第1座FLNG設施將在澳洲海域應用，此名為Prelude FLNG開發專案將建設全球第一個浮式天然氣加工平臺，該FLNG像一艘巨型船，總長將有488公尺，將是全世界最大的浮體。在遠離澳洲最近的陸地約有200公里的地方，從海上氣田生產天然氣，並直接將其液化成LNG，再由LNG運輸船從這個海上平臺裝載LNG以及其他產品，然後運往世界各地的市場，預計2017年可加入營運。
3. 借助創新的FLNG技術，將可開發過去由於成本過高而無法開採的海上氣田，開採天然氣的觸角延伸至遠離陸地的海域，又在平臺上即時加工和儲存天然氣，並可減少運輸等成本。
4. 此項革命性技術為LNG產業的一項重大進展，對整個能源業有著革命性意義，其將改變能源產業的既有規則。FLNG開發專案將為澳洲創造約1,000個就業機會，經濟上將帶來超過450億澳元(約合479億美元)收益。



Source: Rigzone

全球第一座海上浮式天然氣加工平臺

(八) FLNG前景

目前，FLNG基本技術已臻成熟，進入商業應用階段。海上油氣資源豐富，可以根據海上天然氣田的生產狀況靈活配置FLNG，開發邊際小氣田、伴生氣田及深海氣田提供有力的支援，對於充分利用油氣資源具有重要意義。

1. FLNG市場預期由澳洲及亞洲主導
2. 其他重要市場為拉丁美洲及非洲
3. 亞洲將同時擁有液化天然氣廠及再氣化設施

(九) FLNG設備和儲存技術上的挑戰

FLNG一般裝置在船上，利用FLNG採氣仍需克服許多困難，例如確保船上大量設施能在波濤洶湧的海上運作，為滿足運轉環境，因此FLNG的設計須能承受氣旋、風暴及巨浪。

1. 設備要求高度集中化
2. 增加材料設計強度
3. 減少設備佔用空間
4. 進一步加強設備的模組化
5. 生產裝置的規模以100~300萬公噸/年為宜

(十) FLNG開發計畫面臨的挑戰

1. 不確定性
2. 與其他競爭氣源的成本比較：俄羅斯管輸氣至歐洲成本約7美元/MMBtu、新傳統天然氣開發專案的成本約7~9美元/MMBtu、俄羅斯管輸氣至亞洲成本約7美元/MMBtu、美國非傳統天然氣頁岩氣成本約4~7美元/MMBtu。

(十一) 結論

1. 天然氣需求將持續成長：特別是亞洲地區，歐洲及北美則為穩定成長，歐洲及亞洲國內市場須增加管輸天然氣及 LNG 的進口，其他市場如中東及南美開始進口 LNG。
2. 天然氣供應若充裕將抑低氣價，歐洲因天氣因素需求增加及套利需求致價格上揚，2015 年以前須增加新的氣源供應。
3. 面臨成本上漲之際，未來傳統新建 LNG 開發專案須與新的供應氣源(如頁岩氣等) 競爭。
4. 長期來看，新建 LNG 開發專案須考量未來趨勢、資源地域化及技術限制等問題。
5. FLNG 可否突破限制？其如何區隔化？目標實體化？
6. FLNG 進口接收站有迅速建造的優勢。
7. FLNG 有潛力突破上契約能力限制及分散供氣來源—兩者皆是未來重要課題。
8. FLNG 提供邊際小氣田、伴生氣田及深海氣田的便利開發。
9. FLNG 將集中在西非、東南亞及澳洲。
10. 2011~2017 年預計 FLNG 資金成本為 280 億美元。

II、拜會澳洲WOODSIDE能源公司

一、Woodside Energy Ltd.公司簡介

澳洲 Woodside Energy Ltd.公司成立於 1954 年，是一家從事油氣勘探、評估、開發、生產和營銷的能源公司，Woodside 油氣探測歷史可以追溯到 1963 年，在西澳荒蕪的 Pibara 地區距 Dampier Port 約 130 公里的地方，發現 North Rankin、Goodwyn 和 Angel 等天然氣田，這些氣田最終促成澳洲最大型的能源開發專案 North West Shelf (NWS) 開發專案，亦為 Woodside 的成功奠定基礎。NWS 開發專案的天然氣不僅可供給西澳國內市場自用，還製成 LNG 出口行銷至世界各地，如我國、日本、南韓、中國大陸等國家。

Woodside 總公司位於西澳首府伯斯，是澳洲國內第二大油氣能源公司，作為成功的石油、天然氣、LNG、LPG 和凝結油的勘探商、開發商和生產商，Woodside 國際聲譽卓著，不僅在澳洲、在國際能源舞臺上亦扮演著重要角色。職於會後次日前往該公司會晤 LNG 部門行銷主管 Mr. Matt Farr、Mr. Ryan Evans、Ms. Libby Feutrill 等人，瞭解其 LNG 生產計畫、供應現況及對 LNG 市場之未來展望交換意見。

二、Woodside 參與澳洲本土之 LNG 開發專案列表如下：

專案名稱	投資者	產能 (MTPA)	銷售客戶	備註
NWS	Woodside、BP、BHP Billiton、MiNi (三菱和三井)、Shell、Chevron 各 1/6	16.3	Woodside 與日本多家電力、瓦斯公司，韓 KOGAS 及中國大陸 CNOOC 簽訂長約。	1989 年開始營運，目前共 5 條生產線，約剩 22TCF (約 455MT) 之蘊藏量。
Pluto	Woodside (90%)、東京瓦斯及關西電力各 5%	4.3+	目前與東京瓦斯及關西電力簽訂 15 年長約，而剩餘貨氣將出售予 Petronas (約 1.24MT)。	T1 已興建達 90% 以上，惟投產將延至 2012 年 3 月；另有擴建 T2 之計畫。
Browse	Woodside、BP、Shell、Chevron、BHP Billiton	12	與 CPC 簽有 KTA，另與 PetroChina 之 KTA 於 2009 年底失效，惟雙方同意密切聯繫。	生產計畫不斷延宕，目前預計 2012 年中完成 FID，2017 年投產。
Sunrise	Woodside (33.44%) ConocoPhillips (30%) Shell (26.56%) Osaka Gas (10%)	3.5		因海域與東帝汶交界產生爭議及諸多因素存在使工程進度遙遙無期。

Northwest Shelf Venture



Pluto LNG Foundation Project



Browse Basin JPP LNG Precinct



Sunrise: niche FLNG opportunity



(一) NWS 開發專案：

NWS 開發專案位於澳洲西北部 Carnarvon 盆地，是澳洲最大的油氣開發專案，供應澳洲 40% 油氣資源，該專案計劃共投入資金 270 億澳元，於 1984 年開始供應西澳市場天然氣，1989 年開始生產 LNG，共開發五條生產線，T1 及 T2 於 1989 年投產年產能均為 2.5 MTPA、T3 於 1992 年投產年產能為 2.5 MTPA、T4 於 2004 年投產年產能為 4.4 MTPA 及 T5 於 2008 年投產年產能為 4.4 MTPA，五條生產線均已進入量產，總生產量為 16.3 MTPA，自 1989 年以來，NWS 業已運交超過 3,000 艘船次的 LNG。NWS 開發專案於 Kaarratha 外海 112~135 公里處的海床處，共開發了 4 個油氣田：North Rankin A、Goodwyn A、Angel 及 Cross Pioneer(凝結油)，岸上生產設施為 Kaarratha Gas Plant(包括 LNG 廠、國內天然氣廠、凝結油廠及 LPG 廠)。

(二) Pluto 開發專案：

Pluto 開發專案位於西澳 Kaarratha 地區西北邊 190 公里處的 Carnarvon 盆地，2 條生產線已完成前端工程設計階段 (Front End Engineering & Design, 簡稱 FEED)，氣源來自 Pluto & Xena 氣田，估計天然氣儲量約有 4.8 TCF，85 公尺水深的平臺透過 180 估領、36 英吋海底輸氣管與岸上設施相連，岸上設施位於 NWS 開發專案與 Dampier Port 之間，規劃單一生產線年產能 430 萬公噸 (滿載時為 4.80MTPA)，2 個 LNG 儲存槽容量共 240,000m³，預計 2012 年 3 月可開始生產 LNG。該開發專案將提供 5,000 個工作機會，對提昇西澳的經濟將有莫大的貢獻。

(三) Browse 開發專案：

Browse 開發專案位於澳洲西北部 Kimberley 地區，共建有三個氣田及凝結油田：Brecknock、Calliance 及 Torosa，位於 Kimberley 外海 400 公里處的海床，岸上生產設施將位於 Broome 北方 60 公里處，初期規劃單一 LNG 生產線，已進入 FEED，預計 2011 年底通過環評，2012 年中完成 FID，2017 年可生產首批氣。

(四) Sunrise 開發專案：

Sunrise 開發專案位於澳洲北部 Timor Sea，在 Darwin 西北部 450 公里處的海床，探採區域包括 Sunrise 及 Troubadour 氣田，估計天然氣儲量約有 5.13 TCF。鑑於其氣田遠離陸地且生產規模不大，規劃採用浮式 LNG 生產設備的 FLNG，因不需使用海底輸氣管與興建岸上設施相連，可縮短環評時程。

三、其他訪談紀要

(一) 全球對 LNG 的需求

Woodside 表示，在全球人口成長及生活水準提升等因素支撐下，特別是亞太地區，在未來 15 年內 LNG 市場仍可維持需求強勁，2010 年全球 LNG 產量約 230 百萬公噸，預期在 2025 年前全球對 LNG 的需求量將成長到每年約 450 百萬公噸。日本及韓國將持續維持亞太市場需求核心，惟來自中國大陸、台灣及印度的成長亦不容忽視，另新加坡、泰國及越南為新加入用戶，又傳統的 LNG 供應者，如馬來西亞及印尼在未來幾年亦將成為 LNG 需求者。

(二) 預期市場供應緊澀

預期 LNG 市場未來供應情勢趨於緊俏，亞太地區 LNG 進口國正尋求比預期更早的長期供應契約。311 震災後，日本 LNG 需求不斷上升，電力事業為取代核電紛紛增加天然氣發電；中國大陸、印度因經濟發展、電力成長迅速對 LNG 需求強勁；日本核危機引起德國等國家強烈的反核，預計全球將全面提升天然氣在電力方面的需求，同時使 LNG 市場更加緊縮。為確保未來天然氣供應，儘早與 LNG 供應商簽訂長期契約已成為 LNG 進口商之當前要務。

(三) 澳洲新建 LNG 開發專案

Woodside 表示，鑑於勘探相關成本不斷的上漲、設備及專業技術人才

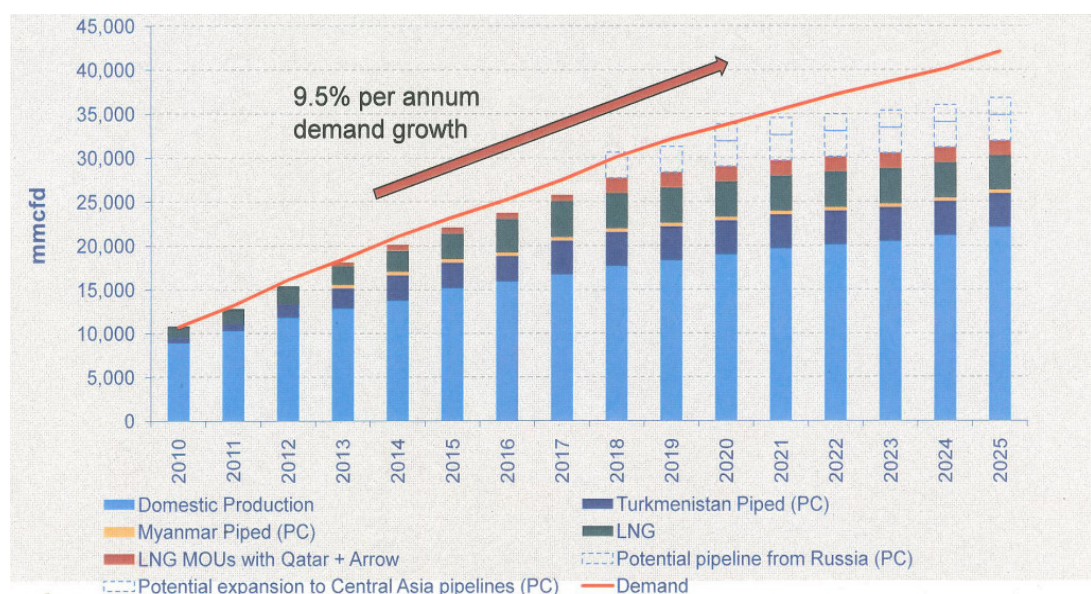
的短缺，澳洲 LNG 開發專案將面臨極大的壓力；除此之外，資金短缺亦為澳方困擾的問題之一，開發專案要商業化，需要投入大量資金，故要作出 FID 相當有挑戰性，使得澳洲批准新建 LNG 開發專案計畫將更為艱難。Woodside 近來宣佈 Pluto LNG 計畫將延期，同時成本亦將出現較大幅度增加。成本日益上升以及技術工人不足為東、西澳 LNG 開發專案的投資者目前所面臨的最大問題。

(四) 台灣中油與 Woodside 所簽之 KTA

Mr. Matt Farr 表示，Woodside 與台灣中油公司於 2008 年 2 月與簽訂買賣 LNG 主要條款協議書 (KTA)，契約期限約 15-20 年，雙方歷經多年協商，契約其他條款雖多有共識，惟對於價格條款仍有歧見，故迄今尚未簽約。依據市場報導，台灣中油公司已與 Shell Eastern Trading Ltd. 簽署 LNG 採購契約，預定自 2016 年起，每年向 Shell 採購 200 萬公噸 LNG，契約期間 20 年。Woodside 十分關切該報導，欲確認此則報導是否屬實；另渠亦瞭解未來在新能源政策下，本公司燃氣機組及發電容量因數都會增加，天然氣需求將持續成長，Woodside 希能與台灣中油公司正式簽訂契約，俾能透過台灣中油公司供應本公司發電用所需之天然氣。

(五) 中國大陸對 LNG 需求的成長

中國大陸對 LNG 的旺盛需求正微妙地改變著全球天然氣市場的大局。下圖顯示未來數年中國大陸對天然氣的需求，平均每年將以 9.5% 成長，中國大陸將有能力成為全球 LNG 大買家的地位，在市場上扮演一個舉足輕重的角色。



隨著經濟的快速發展，中國大陸對天然氣需求量將大幅增加，預估至 2025 年其 LNG 需求達約 55-60 MTPA，以目前已簽契約及協商狀況來看，中國大陸天然氣需求尚未承諾的缺口約有 10~25MTPA (若 Arrow 與卡達簽署備忘錄未能轉換成契約)；又若其管輸天然氣及國內自產氣供應量不足，則中國大陸對 LNG 需求將更為增加。

在高能源價格的時代下，能源掌握益形重要，Woodside 的 Mr. Matt Farr 特別指出，鑑於澳洲資源豐富、政經情勢穩定以及基礎建設完善，中國大陸為擴大從國外取得能源資源，與國際大油氣公司合作，競標澳洲 BCM 開採公司，擴張天然氣海外權益；並與澳洲大油氣公司簽署 LNG 供應契約及股份認購協議，通過長期契約來鎖定天然氣資源，渠積極與天然氣主產國展開合作，爭奪開採權益和採購權益，已引發國際能源界的高度關注。

肆、結論與建議

- 一、天然氣燃燒不產生硫氧化物及粒狀物等污染物，向被公認是乾淨清潔、安全及高效率的能源，亦是減緩溫室氣體排放、抑制氣候變遷之重要低碳能源，因此多使用天然氣以取代煤炭、石油，已成為先進國家因應二氧化碳(CO₂)減量可行方案之一。作為天然氣的一種利用形式，液化天然氣(LNG)近年來在全球能源市場受到更多的重視，對LNG開發專案的投資已成為全球最大的投資趨勢之一。

自1995年以來，全球LNG市場貿易量一直保持穩定成長，而這些成長主要來自占世界LNG進口總量達3分之2強的亞太地區。在這個地區，除以日本和韓國為主導的傳統亞太LNG消費市場的格局正發生明顯變化外，另一方面中國大陸、印度等新興國家對LNG需求亦邁入快速發展的青年期。惟隨著傳統亞洲LNG生產國產量的遞減，如何在全球其他區域為本國LNG需求得到供應保障，已成為亞洲買主們關注的焦點。同時，如何在不斷變化的國際能源市場中，準確預測國際LNG供需情勢變化、價格趨勢、降低市場風險、進行相關基礎建設和尋求政策法規支持體系，皆使全球LNG產業充滿新的機遇與挑戰。

- 二、經濟擴張帶來能源需求的快速增加，全球LNG需求成長，近期亞洲國家有日本、韓國、印度、中國大陸，歐洲有英國和西班牙，南美新興市場有巴西和智利在支撐。展望未來，LNG需求增長動力將來自於亞洲、中東以及南美洲等地區新興LNG市場，預期全球LNG需求將從2010年的約230百萬公噸，到2025年將成長到約450百萬公噸。

為滿足國內能源需求成長，亞洲傳統LNG二大供應國印尼及馬來西亞近年逐漸減少LNG出口量，甚至開始進口LNG；而過去幾年來，中南美洲在天然氣生產領域的投資減少，新增供應能力極為有限；又澳洲雖有幾個新建LNG開發專案在進行，惟在未來五年內才會陸續投產。因此，在市場需求增長強勁、傳統LNG供應國減少出口量以及新增液化能力有限等情況下，預期全球LNG供需平衡將趨於緊俏。為及時掌握氣源，亞太地區LNG各大進口國，積極與供應商洽議，較預定期間提前簽署長期契約，以確保未來天然氣供應。

- 三、日本地震及核輻射事故直接影響日本的供電能力，預計2011年日本將增加約10百萬公噸的LNG現貨採購來彌補電力需求缺口。受此影響，近來亞太地區LNG現貨市場價格明顯上升。未來日本將調整核電政策，提高天然氣在一次能源中的比例，勢須簽訂更多的LNG長期契約以滿足增加的天然氣需求。

福島核洩漏事故發生後，對國際LNG市場產生重大的影響，首先是國際LNG長期需求的增加，日本政府表示將停止核電發展，未來將著重太陽

能和風能等新能源的開發，由於新能源的發展尚需時日，過渡時期燃氣發電仍將成為滿足日本電力需求成長的主要來源，除日本外，許多其他國家亦面臨能源政策的調整，將大幅提高天然氣發電比例，帶動 LNG 需求進一步的增加；其次的影響為 LNG 長期契約價格趨於堅挺，亞太市場 LNG 供需趨緊後，市場主動權又重新回到賣方手中，造成 LNG 長期契約價格走揚；再者是 LNG 市場格局持續調整，目前亞太地區 LNG 價格相對於其他 LNG 市場明顯走高，此將使更多的 LNG 現貨自其他市場流入亞太市場。在市場供應趨於緊俏，需求大幅成長的推動下，一些規劃中的 LNG 開發專案勢將加速進行，新建開發專案的投產除可彌補現有專案產量縮減之外，將進一步擴大全球 LNG 貿易規模。

四、天然氣在全球能源可持續發展當中的作用和地位，已經得到廣泛和充分的肯定。特別是近年來全球地緣政治格局的演變、石油供需關係的態勢、氣候變化和環境保護的壓力。日本核危機的影響、新能源的經濟技術性等因素，都進一步推高全球對天然氣的重視度和依賴度，21 世紀的能源將是天然氣的世紀，而作為傳統天然氣補充能源的非傳統天然氣，其重要性漸增自不待言。

美國發明的水力壓裂法讓商業開採非傳統天然氣成為可能，由於頁岩氣的突增，不僅讓美國國內 48 州的天然氣使用及生產受到影響，也干擾全球天然氣的產用均衡，更使 LNG 的市場受到不少的衝擊。美國曾經是天然氣進口大國，而今已可自給自足，更有企業開始考慮出口，預期此將引發連鎖反應，可能有更多美國天然氣接收站將被用於出口。儘管與俄羅斯、卡達等世界主要天然氣大國相比，美國目前的出口規模還很小，但其給市場帶來的預期效應已開始顯現。只要美國的頁岩氣產量維持在目前的水準以上，應能持久出口 LNG。

惟開採頁岩氣存在著爭議，其碳排放量高於傳統天然氣，歐洲一些小規模開發專案因擔憂污染環境而被擱置。惟居高不下的能源價格和中東的政治動盪，可能會刺激世界上很多能源進口國，在本國開採這些新型非傳統天然氣資源。美國的情況有可能在其他地方重現，這讓許多國家都蠢蠢欲動，打算在這片新的能源領域裡分一杯羹。

其他非傳統天然氣儲量豐富且具開採潛力的國家如中國大陸、波蘭、阿根廷和印度等，紛紛想仿效美國開採頁岩氣，除自給自足外，甚至可以成為重要的天然氣出口國，躋身能源大國。惟美國頁岩氣的開發成功，除了經濟因素和技術條件外，尚有政府能源監管制度與政策的全力支持，各國需要在開發技術、基礎建設、交通運輸以及能源政策上著力，故此恐非易事亦非短期所能達成。另非傳統天然氣的經濟競爭力不一定優於傳統天然氣，因此業者必須積極研發低成本探採技術，又為免引發環境污染擔憂，並須兼顧環保問題。

五、看好亞洲新興經濟體的乾淨能源需求攀升，能源業者紛紛在澳洲投資數十億美元，競逐天然氣出口開發專案。澳洲天然氣蘊藏豐富，政經情勢穩定，法規制度健全，基礎設施完善，且擁有鄰近亞洲的地利之便，成為深具吸引力的投資所在地。天然氣可望成為澳洲下一波經濟榮景的主要成長動力。開採澳洲東部煤層氣(CBM)及西北部外海海底天然氣田的計畫，可望使澳洲未來 LNG 出口暴增三倍，讓澳洲躍居為「能源強權」。天然氣可望成就澳洲下一波榮景，進一步鞏固澳洲身為亞洲能源主要供應商的地位。

目前澳洲幾乎所有的煤層氣轉製成 LNG 開發專案，都還處於建廠階段，尚未進入到大規模商業化，由於煤層氣生產需開挖多口氣井，業界認為其生產成本應會高於傳統天然氣，然傳統天然氣未來將探採海上距離陸地較遠地點，其成本也會上升，兩者之間的競爭形勢將會改變。

亞太地區傳統的 LNG 買家如日本、韓國等，以往多不願採購以非傳統天然氣轉製而成的 LNG，主要係因非傳統天然氣熱值較低，惟隨著日本大買家如東京瓦斯(TOKYO GAS)、中部電力簽署 CBM 轉製 LNG 採購契約，韓國瓦斯(KOGAS)投資加拿大頁岩氣開發專案以及中國大陸中石油收購澳洲煤層氣公司，顯示 CBM 液化出口將打開國際市場與傳統 LNG 競爭。

六、近年來，隨著全球天然氣勘探與開發的逐漸深入，越來越多的深海氣田、邊際小氣田、伴生氣田被發現。過去外海生產天然氣的傳統方式，是先將天然氣抽上採集平臺，再透過輸氣管輸送至鄰近海岸，惟有些外海氣田距離海岸十分遙遠，使用輸氣管成本和難度太高，若採用傳統的建設方式，很多小氣田將因成本限制無法投入開採。

採用浮式天然氣技術(FLNG)，可以根據海上天然氣田的生產狀況靈活配置 FLNG，將採集來的氣在 FLNG 平臺上液化天然氣，再運送至目的地。FLNG 是極佳的解決之道，因為不需要太多固定的基礎設施，且開採完畢，就可以起錨走人，前往下一個氣田。為解決這些氣田的開發與運輸問題，各國加緊研究 FLNG 技術，利用 LNG 易於運輸與儲存的特點，加速上述氣田的開發。

目前，FLNG 技術基本成熟，已進入商業應用階段，為開發邊際小氣田、伴生氣田及深海氣田提供了有力的支援。海上石油資源豐富，開展 FLNG 技術的研究與引進，能夠充分利用海上氣田資源，減少資源浪費，對確保能源供應具有重要意義。此外，此種 FLNG 技術不需要將天然氣輸送到岸上平臺、不需要太長的輸氣管線、不需要建設碼頭或陸上設施，可大幅抑低投資成本。此項革命性技術為 LNG 產業的一項重大進展，對整個能源業有著革命性意義，其將改變能源產業的既有規則。

七、中國大陸經濟持續快速的發展，惟能源結構向以煤炭為主，天然氣所占比例遠低於世界平均水準。以煤炭作為能源的主體結構，來達到能源需求自給自足，確保經濟的持續發展，卻也成為環境排放汙染的大宗；隨著能源需求的不斷增長，提高天然氣在能源結構中的比重和引進LNG將有助於優化中國大陸的能源結構，有效解決能源供應安全和生態環境保護問題。

中國大陸規劃至 2020 年天然氣的使用量，在一次能源中所占的比例達到 10%，未來天然氣需求每年將以 9.5% 的增幅成長。中國大陸並規劃 2015 年以前將在東南沿海興建 16 座 LNG 接收站，接收能力每年將可超過 4,400 萬公噸，LNG 需求大幅成長不容忽視。此外，鑑於澳洲資源豐富、政經情勢穩定以及基礎建設完善，中國大陸為擴大從國外取得能源資源，與國際大油氣公司合作，競標澳洲煤層氣開採公司，擴張天然氣海外權益；並與澳洲大油氣公司簽署 LNG 供應契約及股份認購協議，通過長期契約來鎖定天然氣資源，渠積極與天然氣主產國展開合作，爭奪開採權益和採購權益，已引發國際能源界的高度關注。

八、本會議係針對當前天然氣產業市場，重點探討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 的海洋運輸以及探討頁岩氣、煤層氣等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。有 200 多名來自國際液化天然氣產業的商業領袖與決策人就相關重要議題進行研討，共同探究全球天然氣產業的機遇與挑戰。

出席本會議，除能即時掌握國際天然氣市場供需情勢及天然氣發展策略，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，建立與國際天然氣產業之人脈關係，亦為各國天然氣產業鏈供應者及使用者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之管道，對本公司未來研擬天然氣採購策略，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。