





## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：出席「太平洋地區天然氣年度會議」(14<sup>th</sup> Pacific Gas Insiders, PGI 2014)

頁數 51 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

李博仁/台灣電力公司/燃料處/副處長/23666721

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：

103.12.02--103.12.06

出國地區：

新加坡

報告日期：

104.1.25

分類號/目

關鍵詞：會議、天然氣、液化天然氣、非傳統天然氣

- 一、日本、南韓、中國及台灣等亞洲主要 LNG 進口國，供應來源多為印尼、馬來西亞及卡達，惟此等地區未來供應有限。過去幾年對亞洲的 LNG 買家來說，澳洲一直是個穩定、可靠的供應來源，近年來，美國頁岩氣盛產，北美 LNG 出口計畫已成為亞洲買家熱衷的對象，雖然目前北美 LNG 出口計畫多位於墨西哥灣區，航程較遠，且須經由巴拿馬運河，故運費較高；另加拿大亦富饒頁岩氣，以船運來看，加拿大到亞洲的航程更短，具海運的優勢，惟其氣田多位於落磯山脈以東，天然氣管輸距離較遠，且又須建造碼頭、儲槽及相關液化設施，天然氣成本較高；此外，毗鄰印度洋的莫三比克、坦尚尼亞等東非國家相繼發現儲量可觀的油氣資源，東非亦成為天然氣出口新貴。這些新興 LNG 供應計畫若均能付之實施，則未來全球 LNG 的供應將可不虞匱乏。
- 二、除了 LNG 船舶外，目前正方興未艾的，正是所謂的海上浮動式儲存及氣化設施(Floating Storage and Regasification Unit, FSRU)。FSRU 具有資本支出較低、施工期較短的優勢，相較於傳統陸上型液化天然氣接收站，FSRU 的工期只要 2 至 3 年(不含環評及報部程序)，而且 FSRU 均在造船廠建造，完工後再以拖船運送至現場，現場施工的部分較少，故不容易遭遇圍廠抗爭的情況，而其缺點為營運規模較小，年營運量多在三百萬公噸以下。由於目前國內的核能政策不明，若未來政府決定全面禁核，而本公司又須在短時間內增建燃氣機組，以補電力系統備轉的不足，若陸上接收站在時程上已緩不濟急，則 FSRU 或許是天然氣供應的一種值得考慮的選項。
- 三、如何採購"價廉"和"可持續的"LNG，已成為亞洲 LNG 進口國一項重大課題。亞洲國家進口 LNG 主要用於發電，而合理的能源價格是經濟健全發展的關鍵因素，LNG 市場競爭越激烈，進口路徑越多元化，越能降低發電成本。過去亞洲地區 LNG 訂價機制大多與油價連動，未來美國 LNG 加入亞洲市場供應後，引進 Henry Hub 指數連動價格，甚至出現油價連動和 Hub 指數連動的混合訂價機制。然而，因美國 LNG 所採 Henry Hub 指數連動的價格機制須加計運費及液化費用，而自 2014 年下半年原油價格大幅下滑之後，造成亞洲地區與油價連動的 LNG 訂價機制已經不見得會高於 Henry Hub 指數連動之美國 LNG 價格，故有關未來本公司所簽之 LNG 長約應採何種價格機制，仍應視簽約時之原油價格及 Henry Hub 氣價走勢而定。
- 四、亞洲地區傳統 LNG 進口國家為日本、南韓及台灣，其中日本及韓國均已逐步推動其國內天然氣市場之自由化。反觀目前我國天然氣市場仍由中油公司壟斷經營，國內的天然氣價格雖由政府核定，但其訂價基本上係採成本加乘法，在市場無競爭機制的情況下，中油公司並無誘因致力於降低成本，價格結構亦無法透明化。從亞洲各國實例與發展趨勢，本公司為國內天然氣最大用戶，用氣量佔全台用氣量 60%，為降低天然氣成本，自行興建接收站及自行購氣確有其必要。

雖然經濟部已於 2014 年 8 月推薦第三座液化天然氣接收站由中油興建及營運，但同時亦已同意本公司可自行進口天然氣自用，並將成立天然氣營運績效管控小組，以監督中油之天然氣營運。為掌控天然氣營運自主權，以降低本公司之天然氣成本，在未能掌控自有天然氣接收站之前，本公司應積極與中油公司洽商利用其現有接收站之代卸輸儲事宜，為自行進口 LNG 預做準備，未來本公司在大潭電廠以外的地區新建燃氣機組時，亦應考量自建接收站，以確保營運自主權。

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)

## 出席太平洋地區天然氣年度會議

(14<sup>th</sup> Pacific Gas Insiders , PGI 2014)

服務機關：台灣電力公司

出國人 職 稱：燃料處副處長

姓 名：李博仁

出國地區：新加坡

出國期間：103.12.02-103.12.06

報告日期：104.02.06

# 目 錄

壹、出國緣起與任務.....	1
貳、出國行程.....	2
參、工作內容.....	3
一、出席太平洋地區天然氣年度會議.....	3
(一) 原油與天然氣市場關鍵議題.....	3
(二) 2014 年之 LNG 供需—新計畫的逐步投產將造成供給成長.....	5
(三) 已建構之 LNG 市場：日本、韓國及台灣.....	9
(四) LNG 供應--未來面臨的重要挑戰.....	20
(五) LNG 船運、浮動式儲存與再氣化設施及浮動式液化廠.....	28
(六) 中國天然氣市場--天然氣需求及 LNG 進口之展望.....	34
(七) LNG 商業模式.....	44
(八) LNG 短期交易.....	47
二、拜會 LNG 供應商 Shell.....	48
肆、心得及建議事項.....	49

## 壹、出國緣起與任務

103 年本公司燃氣發電裝置容量占比約 37%，發電量占比已達 31%，在政府穩定減核政策下，未來發電用天然氣需求將增加，目前本公司採購發電用天然氣預算每年高達 1,900 億元以上，約達總燃料費用六成以上，天然氣營運成本影響供電成本甚鉅。

太平洋天然氣年度會議係由 Conference Connection Pte. Ltd.主辦，於 103 年 12 月 4-5 日在新加坡舉行。本會議並進行兩天，研討內容包括：亞洲新興天然氣市場的主要發展、2014 年 LNG 開發計畫、中國及印度天然氣需求及 LNG 市場展望、台日韓 LNG 市場的發展、LNG 計價機制和合約條款、LNG 供應面臨的挑戰、LNG 船運及浮動式再氣化與液化設施等。

依 103 年 8 月 29 日召開台電及中油公司經營改善小組第 13 次委員會議結論(二)，台電公司未來可選擇自行對外採購天然氣，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，出席本會議並順道拜會 LNG 供應商 Shell，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，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，建立本公司與國際天然氣產業之人脈關係，增進本公司對國際 LNG 市場發展之掌握，對本公司未來自行進口 LNG，應有所助益。

## 貳、出國行程

- 103.12.02—103.12.02   往程（台北—新加坡）
- 103.12.03—103.12.03   拜會 LNG 供應商 Shell
- 103.12.04—103.12.05   出席太平洋地區天然氣年度會議  
（14<sup>th</sup> Pacific Gas Insiders，PGI 2014）
- 103.12.06—103.12.06   返程（新加坡—台北）

## 參、工作內容

### 一、出席太平洋地區天然氣年度會議

本會議係由 Conference Connection Pte. Ltd.主辦，於 103 年 12 月 4-5 日在新加坡舉行，該公司致力於提供全球能源商務資訊，包括石油、天然氣和其產業的國際會議、企業活動和專題研討會。本會議並進行兩天，研討內容包括：亞洲新興天然氣市場的主要發展、2014 年 LNG 開發計畫、中國及印度天然氣需求及 LNG 市場展望、台日韓 LNG 市場的發展、LNG 計價機制和合約條款、LNG 供應面臨的挑戰、LNG 船運及浮動式再氣化與液化設施等。

本會議之協辦單位 Facts Global Energy(FACTS)為一國際知名之石油、天然氣事業顧問公司，對亞太地區、中東地區、北美、歐洲等地之能源市場有深入的研究與探討，其所蒐集專業性資訊內容完整，出版之研究分析報告廣為國際大型油氣公司，政府機構及電力、瓦斯公用事業所使用。職於本會議期間與 FACTS 油氣部門主管及專業研究人員如 Dr. Fereidun Fesharaki、Mr. Andy Flower、Mr. Jeff Brown、Mr. Shahriar “Shasha” Fesharaki、Dr. Kang Wu、Dr. Tomoko Hosoe、Ms. Alexis Aik、Dr. Reza Simchi、Ms. Fang Fang 及 Mr. Ryan Lawrence 等人相談，與渠等交換對全球天然氣/LNG 市場供需與價格趨勢以及對本公司擬自行採購 LNG 之看法。

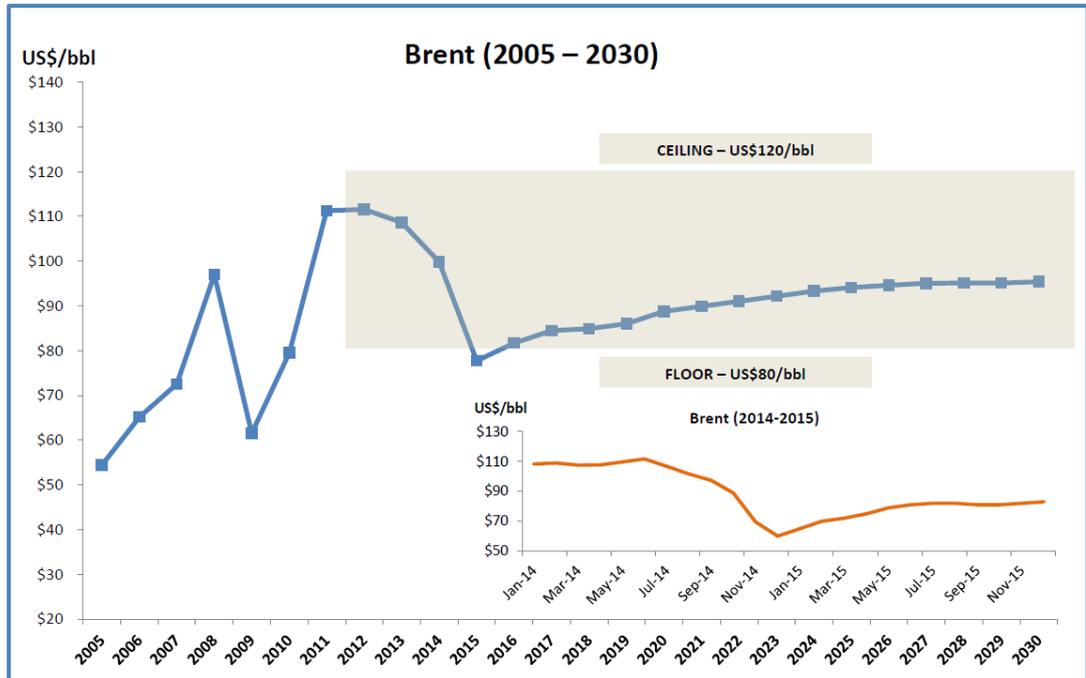
以下謹將本會議重點內容摘述如下，做為本公司天然氣/LNG 採購及營運之參考。

(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) 原油與天然氣市場關鍵議題

##### 1. 長期原油價格展望：

Facts 預測未來的 Brent 原油價格長期走勢將為先低後高之局勢，亦即油價會在 2015 年跌破每桶 80 美元的底部，在年初降至每桶 60 美元以下，而後再逐步上揚，至 2016 年將回到每桶 80 美元，長期而言，油價將在每桶 90~100 美元之間，詳如下圖：



## 2. 美國已成為全球能源超級大國

- (1) 原油產量已達 OPEC 的水準
- (2) 全球最大的凝結油生產國
- (3) 全球前三大 LNG 出口國(至 2020/22 年)
- (4) 全球最大的 LPG 出口國
- (5) 全球最大的成品油出口國
- (6) 石化原料的主要出口國(至 2020 年)
- (7) 主要的乙烷出口國
- (8) 主要的煤炭出口國

## 3. 美國能源發展對歐洲的影響

- (1) 美國煤炭出口至歐洲的數量增加
- (2) 新的 LNG 出口國(但因歐洲氣價較低，誘因不足故數量有限)
- (3) 主要的柴油出口國

## 4. 美國能源發展對俄羅斯的影響

- (1) 對歐洲的天然氣供應系統影響有限
- (2) 對俄羅斯的新 LNG 計畫影響極大
- (3) 為俄羅斯柴油出口至歐洲的主要競爭對手

## 5. 美國能源發展對中東的影響

- (1) 近幾年已對中油的原油出口造成影響

- (2) 中東原油出口至美國須與加拿大競爭
  - (3) 卡達 LNG 須與美國 LNG 競爭
  - (4) LNG 有可能出口至科威特及阿拉伯聯合大公國
  - (5) 中東出口至亞洲的成品油須與美國競爭
  - (6) 中東輕質石化原料出口須與美國競爭
6. 美國能源發展對亞洲的影響
- (1) 至亞洲的原油供給增加(非洲輕質油及中東原油)
  - (2) 凝結油可出口至亞洲
  - (3) 石油腦出口至亞洲的大國
  - (4) LPG 及 LNG 的出口大國
  - (5) 柴油及其他成品油之出口大國
  - (6) 輕質石化原料的主要出口國

## (二) 2014 年之 LNG 供需—新計畫的逐步投產將造成供給成長

### 1. LNG 的生產狀況

- (1) 2014 年 LNG 生產量將為 243~245 萬公噸，較 2013 年增加 5~7 百萬公噸，約成長 2.1~2.9%。
- (2) 2014 年共有兩條生產線加入營運，一為巴布新幾內亞之 PNG LNG 在 5 月投產(產能 6.9 百萬公噸/年)以及阿爾及利亞之 Arzew 3 在 8 月投產(產能 4.7 百萬公噸/年)。
- (3) 安哥拉(Angola)於 4 月發生嚴重漏氣事故後即停止運轉，預期最快到 2015 年底才可能恢復生產。自 2013 年 6 月投產以來，該計畫僅生產 10 船次貨氣。
- (4) 由於產氣均轉為供應國內需求，埃及 LNG 在 2014 年前 9 月僅生產 3 船貨氣，未來是否能繼續運轉，可能須視其是否可由以色列之 Tamar 及 Leviathan 氣田供氣而定，不過不確定性很高。
- (5) 2014 年 1~9 月 LNG 生產量較 2013 年同期增加 2.6 百萬公噸，增加的國家有奈及利亞(增加 2.5 百萬公噸)、PNG(增加 1.8 百萬公噸)、澳洲(增加 1.3 百萬公噸)、阿爾及利亞(增加 0.9 百萬公噸)及挪威(增加 0.7 百萬公噸)。
- (6) LNG 生產量減少比較多的國家則有：卡達(減少 1.9 百萬公噸、埃及(減少 1.9 百萬公噸)、阿曼(減少 0.7 百萬公噸)及汶萊(減少 0.6 百萬公噸)。

(7) 太平洋地區 LNG 出口增加 3.3 百萬公噸(增加 5.1%)，大西洋區出口增加 2.3 百萬公噸(增加 6%)、中東地區則減少 2.9 百萬公噸(減少 3.9%)。

2. 2014 年開始投產之 LNG 開發計畫(詳下表)：

液化廠	產能(百萬公噸/年)	商轉時程
PNG LNG	6.9	5 月
阿爾及利亞-Arzew 3	4.7	8 月
澳洲 QCLNG train 1	4.25	12 月
合計	15.85	

3. 2014 年做出最終投資決定(Final Investment Decision, FID)的 LNG 開發計畫(詳下表)：

國家	計畫	開始年度	產能 (百萬公噸/年)
馬來西亞	Floating Liquefaction 2	2018	1.5
美國	Cameron LNG Trains 1&2	2018	13.5
美國	Freeport LNG Train 1	2018	4.4
美國	Cove Point	2018	5.3
合計			23.7

Petronas 表示其加拿大 Pacific Northwest LNG 計畫(產能 12 百萬公噸/年)將於 2014 年 12 月宣佈 FID。

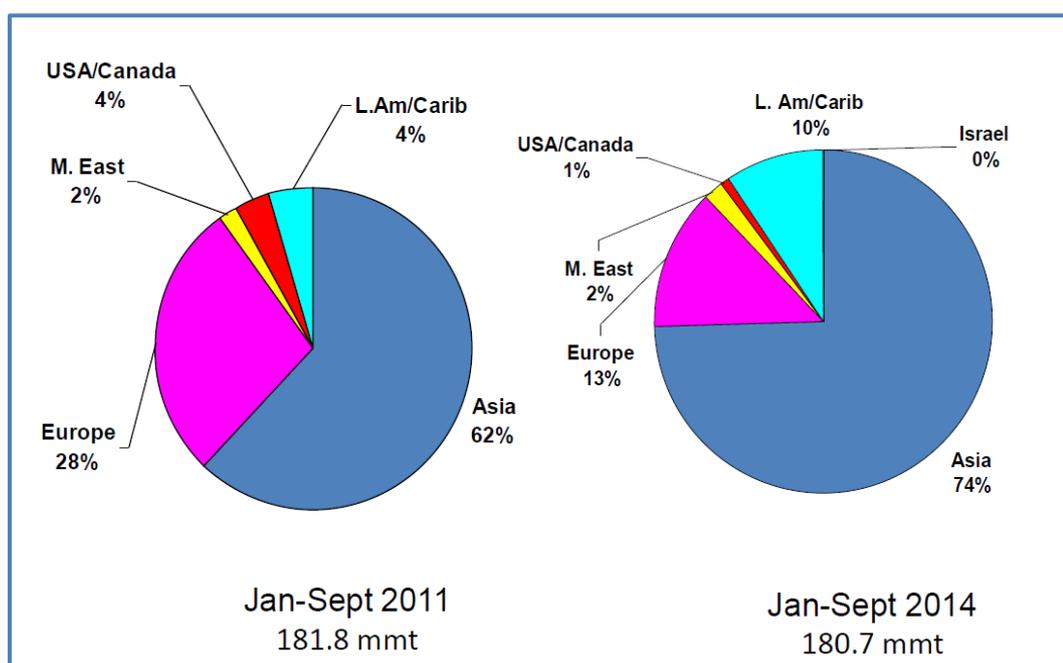
4. 2014 年 1~9 月 LNG 需求

(1) 2014 年 1~9 月 LNG 需求仍延續 2012 及 2013 年而持續成長，但成長力道已趨緩，亞洲成長 2.8%(2013 年則為 3.6%)，拉丁美洲 LNG 需求則成長 14.7%(2013 年為 34.6%)，至於歐洲則下滑 1.5%(2013 年為-28.1%)。

(2) 在亞洲，日本進口增加 2.6%，而中國則增加 14.9%，成長最快，韓國則由於暖冬及部分核能恢復運轉，需求下滑 8.1%。

- (3) 進口至東南亞四個接收站(泰國、印尼、新加坡及馬來西亞)之數量則為 5.31 百萬公噸，去年同期(1-9 月)則為 4 百萬公噸。
- (4) 歐洲 LNG 進口增加的國家有英國(+21.8%)和土耳其(+18.6)，其他國家的進口減少比率在-16.8%~-40.1%之間。
- (5) 當 11 月位於 Klaipeda 之浮動式儲存及氣化設施(FSRU)運轉後，立陶宛已成為全球第 30 個 LNG 進口國。
- (6) 2014 年 1~9 月中東的 LNG 進口較去年同期大幅成長 36.8%。

5. 2011 年與 2014 年全球各地區 LNG 進口占比(詳下圖)：



6. 2014 年開始營運的 LNG 接收站(詳下表)：

國家	接收站	首批貨氣	產能(百萬公噸/年)
新加坡	Jurong	第 1 季	2.5
中國	Hainan	第 3 季	3.0
南韓	Samcheok	第 3 季	6.8
印尼	S. Sumatra	第 3 季	1.8
中國	Shandong	第 4 季	3.0
日本	Hibiki	第 4 季	3.5
立陶宛	Klaipedos Nafta	第 4 季	3.0

合計			23.6
----	--	--	------

7. 預定於 2015 年投產之 LNG 開發計畫(詳下表)：

液化廠	產能(百萬公噸/年)	商轉時程
澳洲 QCLNG train 2	4.25	2Q15
澳洲 Gladstone LNG train 1	3.8	3Q15
澳洲 APLNG train 1	4.5	3Q15
澳洲 Gorgon train 1	5.2	4Q15
印尼 Donggi-Senoro	2.0	2Q15
哥倫比亞 Pacific Rubiales	0.5	3Q15
美國 Sabine Pass train 1	4.5	4Q15
合計	24.75	

8. 預定於 2015 年營運之 LNG 接收站(詳下表)：

國家	接收站	產能(百萬公噸/年)
中國	Shenzhen	4.0
中國	Yuedong	2.0
中國	Lianyungan	3.0
中國	Beihai	3.0
印尼	Arun	3.0
智利	Quintero Expansion	1.3
約旦	Aqaba	4.0
埃及	Ain Sukhna	3.8
波蘭	Swinoujscie	3.7
巴基斯坦	Port Qasim	3.8
波多黎各	Aquirre	3.8
法國	Dunkirk	10.0

日本	Kushiro	0.5
日本	Hachinoe	1.5
合計		47.4

### (三) 已建構之 LNG 市場：日本、韓國及台灣

#### 1. 日本--

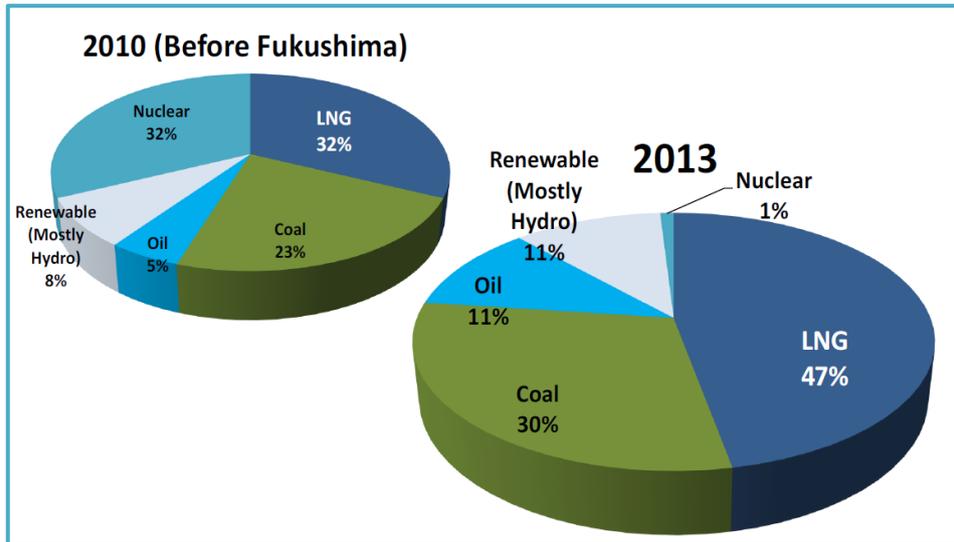
日本買家所面臨的關鍵議題及其對 LNG 需求的影響

#### (1) 核能發電在未來發電組合中所扮演的角色

a、預期約有 9 GW 的核能機組可於 2015 年再起動：

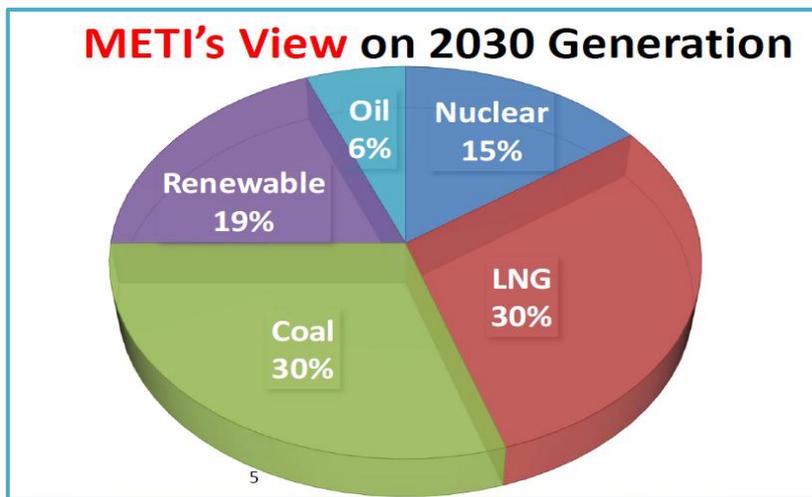
電力公司	機組名稱	單位容量 GW	總容量 GW
北海道	Tomari 1	0.58	0.58
關西	Takahama 3	0.87	4.10
	Takahama 4	0.87	
	Oi 3	1.18	
	Oi 4	1.18	
九州	Sendai 1	0.89	4.14
	Sendai 2	0.89	
	Genkai 3	1.18	
	Genkai 4	1.18	
四國	Lkata 3	0.89	0.89
			9.71

b、日本 311 事故前後之發電組合變化



c、未來核能展望：

長期而言，核能和煤將為基載電力，天然氣為中載，油則為尖載機組，2030年各類燃料之發電佔比如下圖所示。



(2) 日本經濟產業省(METI)對LNG採購的影響

a、Top Runner 價格機制

(a) 設定一個最高價格(ceiling price)，採購不能超過該價格。

(b) 最近一次完成交易的價格即為此最高價格。

b、當電力公司要求調漲電價時，METI 制訂了 Top Runner 機制。

c、此 Top Runner 機制持續有效，直至美國 LNG 進口為止。

d、Top Runner 機制並不是很清楚，目前價格是多少也沒人知道。

(3) 電力部門/瓦斯公司之自由化

a、電力部門：

- 2016 年家用客戶零售市場自由化。
- 2018~2020 年發電及輸電分別營運。

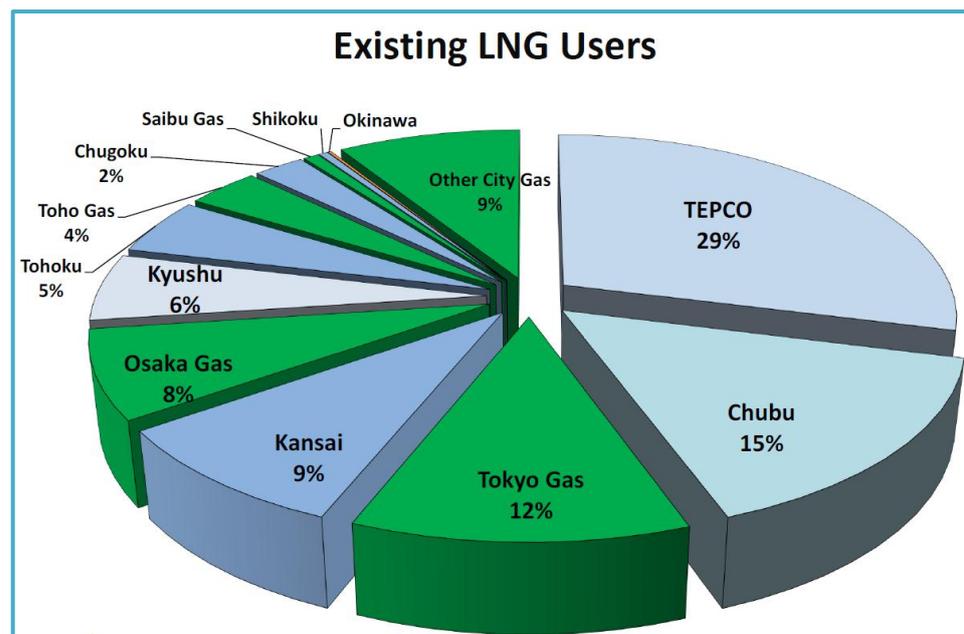
b、瓦斯公司：

- 住宅部分預期在 2017 年自由化。
- 比預期的還要困難和複雜
  - 接收站及輸氣管線等基礎設施的分割
  - 207 家瓦斯公司如何整合

c、自由化過程會產生那些商機？

#### (4) LNG 產業的最新發展及概念

- LNG 最終用戶如中部電力及大阪瓦斯等開始銷售其 Freeport 合約量
- Toshiba 將 Freeport 合約與氣渦輪機綁在一起銷售給在東京的私人電業，LNG 變成了行銷工具。
- 煉油廠也開始參與 LNG 計畫
- 擴充國內輸氣管線，以供應當地的電力公司和私人電業
- 東京電力和中部電力合併 LNG 採購部門
  - 整合每年 40 百萬公噸的合約採購量是否會更具影響力？
  - 是否會有更多聯盟產生？



## 2. 韓國

### (1) 全球 LNG 大買家

- a、1986 年開始進口 LNG、天然氣用量快速成長，自 1990 年開始年平均成長率 12%。
- b、韓國是全球第 2 大 LNG 進口國(2013 年進口 39.8 百萬公噸)，僅次於日本。
- c、99%天然氣供應仰賴 LNG 進口，國內少量自產氣來自 Donghae 氣田。
- d、韓國部分氣價較高(與油價連動、且無 S-Curve)，2013 年平均氣價為 US\$14.77/mmBtu，2014 年平均氣價為 US\$16.29/mmBtu。
- e、不同於中國與印度，韓國須依賴 LNG。

### (2) 韓國管線及再氣化能力

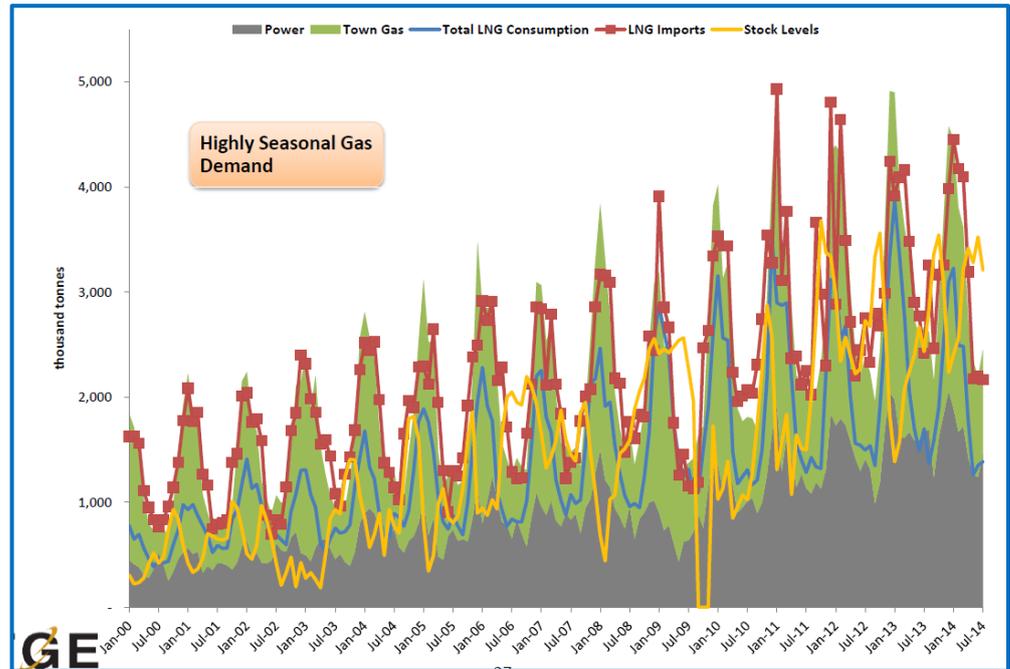
- a、接收站及再氣化能力充裕

下圖為韓國現有及規劃的接收站相關資料：

Terminal	Operator	Start Up	Capacity mmtpa
<b>Existing</b>			
Pyeongtaek	KOGAS	1986	13.3
Incheon	KOGAS	1996	22.4
Tongyeong	KOGAS	2002	5.0
Gwangyang	POSCO	2005	<u>3.7</u>
			<b>44.4</b>
<b>Planned</b>			
Boryeong	GS Caltex	2016	3.0
Samecheok	KOGAS	2015	<u>6.8</u>
			<b>9.8</b>

- b、管線及儲槽

- (a) 密集管線網路長達 4,108 公里，至 2017 年將再延伸 838 公里。
- (b) 為了因應季節性需求變化(如下圖)，儲槽是相當重要的。



(c) 現有 KOGAS 儲槽容量達 4 百萬公噸，Samecheok 接收站營運後至 2017 年將再增加 1.2 百萬公噸。

### (3) KOGAS

韓國天然氣公司(KOGAS)，是韓國最大 LNG 進口商，也是全球最大 LNG 進口商，成立於 1983 年，KOGAS 目前經營三個 LNG 接收站以及遍佈全國 2,739 公里管線網路，其兩大主要客戶：

#### a、城市瓦斯公司

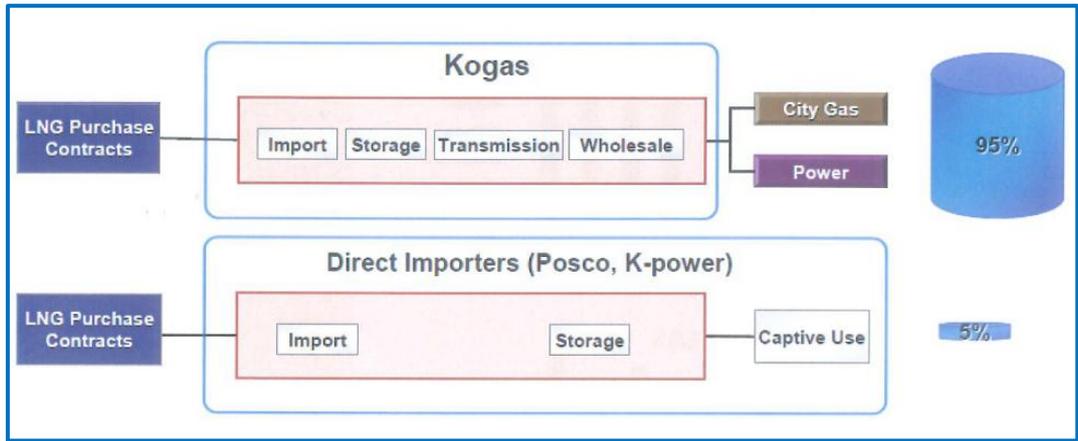
- (a) 過去占全國總需求之 2/3。
- (b) 因電業需求逐年增加，2013 年占有率降至 50%。
- (c) 全國計有 30 家城市瓦斯公司。

#### b、電力公司

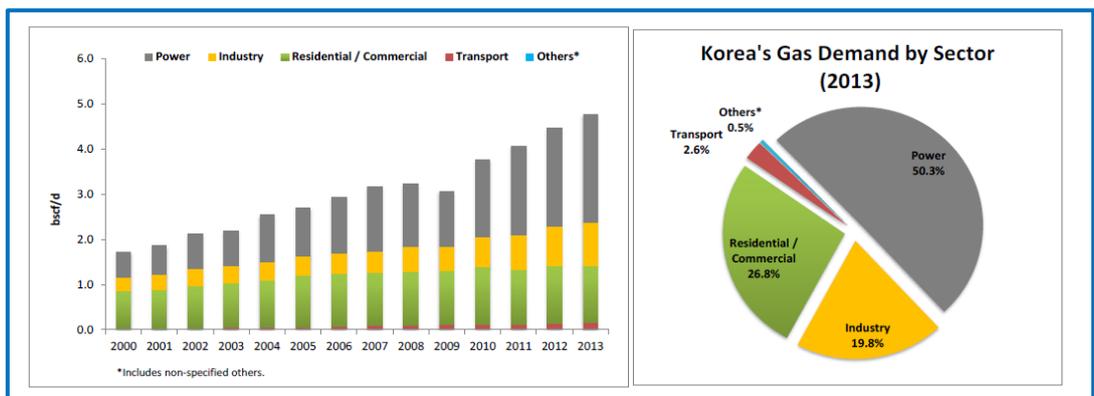
- (a) 過去占全國總需求之 1/3。
- (b) 需求逐漸增加，2013 年占有率增至 50%。
- (c) 包括 KEPCO 與其 5 家電力子公司及 IPP。

### (4) 天然氣產業的局部自由化

韓國天然氣公司(KOGAS)原為韓國唯一的液化天然氣進口商，天然氣產業局部自由化後，已開放韓國鋼鐵公司 POSCO 及韓電可自行進口 LNG(如下圖所示)：



(5) 電業天然氣需求增加



- a、2013 年發電用氣已取代城市瓦斯成為需求之最大宗，占比達 50.3%，其餘為家用/商用 26.8%、工業用 19.8%、運輸 2.6% 及其他 0.5%(如上圖所示)。
- b、由於部分核電廠恢復運轉、低成本燃煤發電增加及經濟不佳造成用電減少等因素，預期 2014 年發電用氣占比將減少 10%。
- c、家庭用氣的季節性需求造成國內用氣季節性尖峰，惟家庭用氣成長有限。

(6) LNG 進口快速成長

a、KOGAS

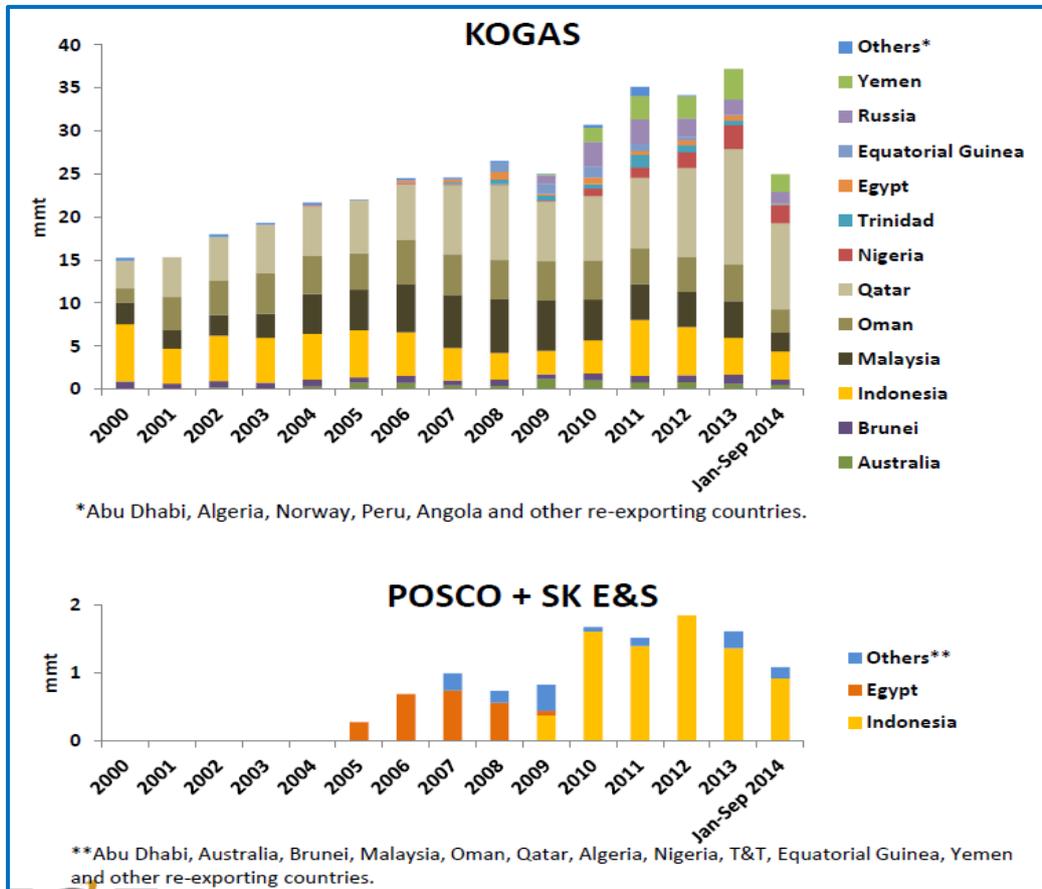
- (a) 2000~2013 年 KOGAS LNG 進口年平均成長率為 7%。
- (b) 2013 年 KOGAS 進口氣源卡達占 35%、印尼占 11% (2000 年一度高達 44%)及馬來西亞占 11%。
- (c) 因亞太地區 LNG 現貨價格高漲，吸引自大西洋區供應商轉供貨氣增加。

b、POSCO 及 SK E&S

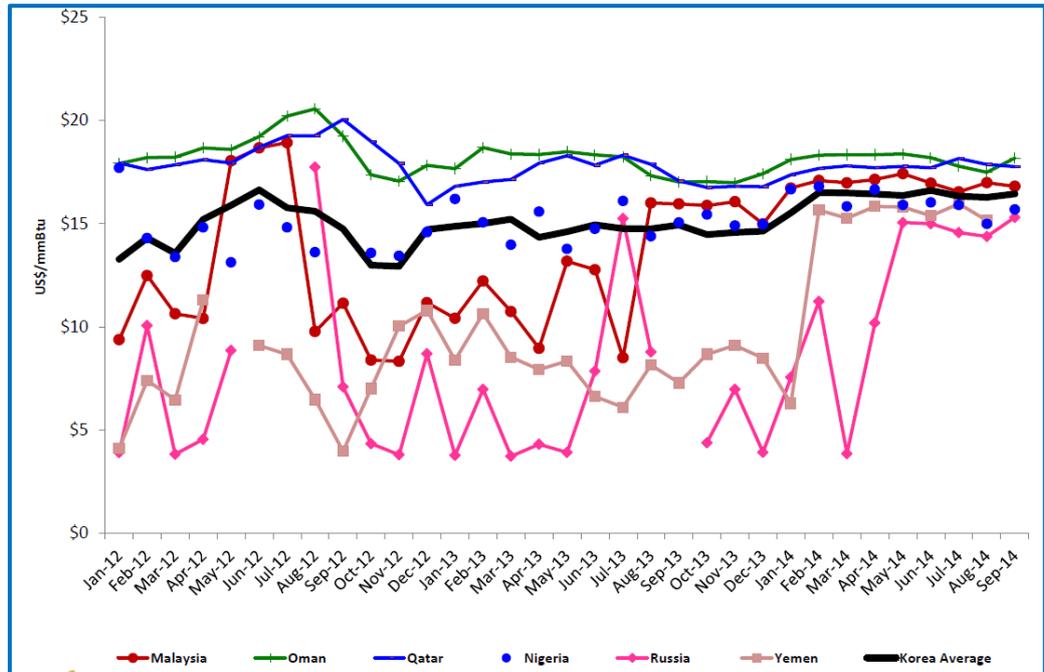
(a) LNG 進口主要來自印尼 Tangguh 長約。

(b) 前幾年印尼 Tangguh 延遲交貨，由 BP 安排埃及貨氣支應。

下圖為 2000~2013 年 KOGAS 與 POSCO 及 SK E&S LNG 進口來源：

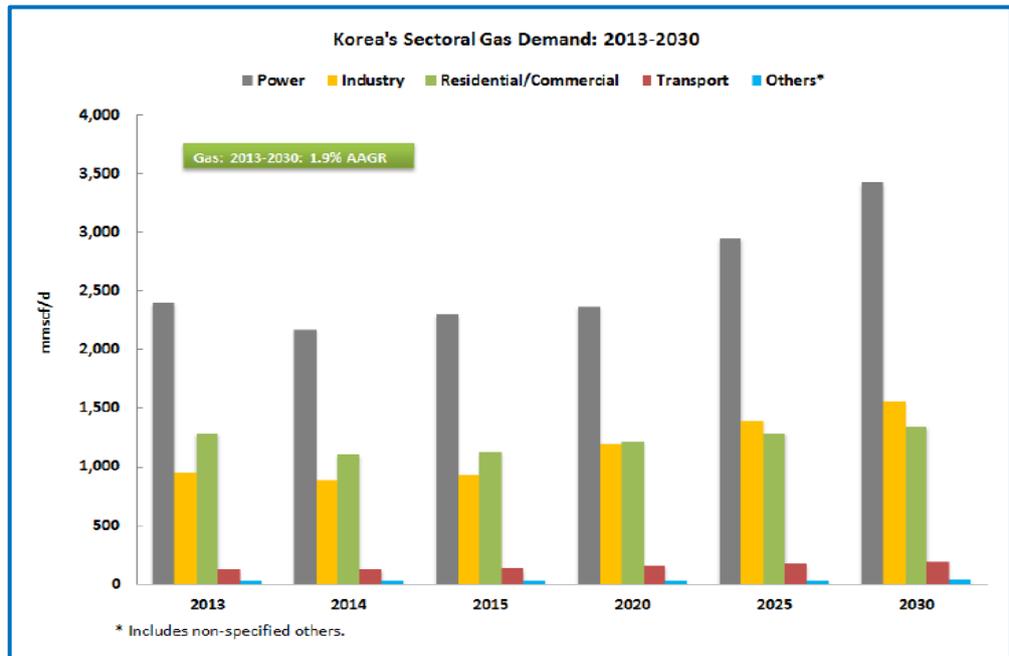


(7) 因部分長約價格重議之故，近幾年 LNG 進口價格有增高之趨勢 (如下圖所示)



(8) 初級能源組合：核能不確定性

- a、1990 年天然氣在初級能源占比約 10%，2013 年增加至 19%。
- b、2014 年能源組合：油 38%、煤 30%、天然氣 17%、核能 11%、再生能源/其他 3%及水力 1%。
- c、至 2030 年成長最快的能源為核能，將增加 3.2%，其次為煤，將增加 2.4%，天然氣占比為 19%(詳下圖)。
- d、天然氣、煤及再生能源因核能占比減少而增加。

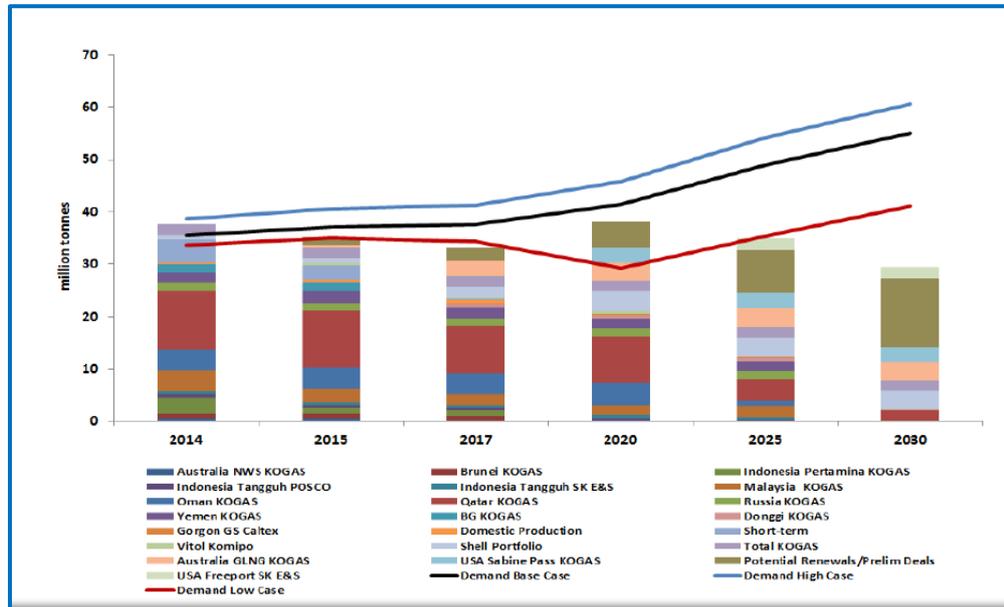


(9) 韓國 LNG 需求展望(如下圖所示)

- a、2015 年未簽約量有 3.8 百萬公噸，2020 年則為 8.5 百萬公噸。

如果將可能的續約及預先承諾量算進去的話，則 2015 年之未簽約量僅有 2.3 百萬公噸，2020 年僅有 3.4 百萬公噸。

- b、來自俄羅斯的管道氣可能會延至 2019 年。
- c、韓國中短期之 LNG 需求並不大。



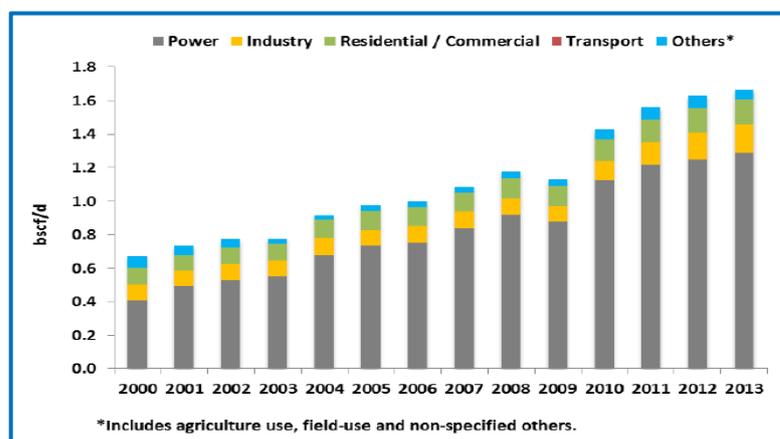
### 3. 台灣

(1) 天然氣供應，台灣完全仰賴 LNG。

- a、LNG：1990 年為 0.6 百萬公噸，2013 年 12.80 百萬公噸。
- b、全球第 5 大 LNG 進口國。

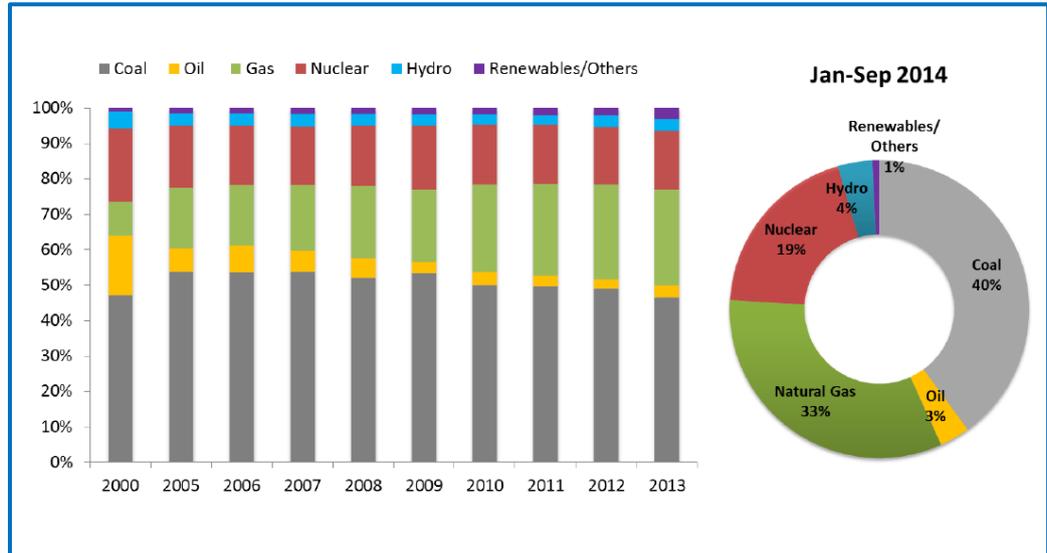
(2) 天然氣主要用於電力部門

- a、2013 年 77.4%天然氣用於電力、工業 10.2%、家用 8.9%及其他 3.4%。
- b、未來天然氣需求的成長仍須仰賴電力部門，而台電為全國天然氣最大用戶。



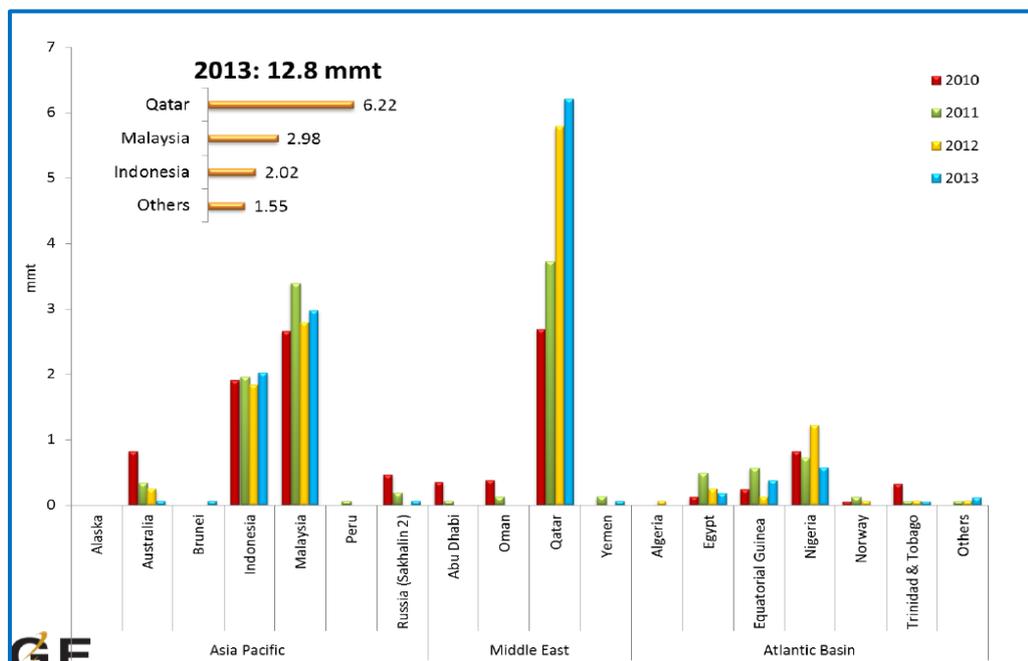
(3) 天然氣發電占比逐年增加(如下圖所示)

2014年1~9月天然氣發電占比達33%，煤占40%，核能占19%。



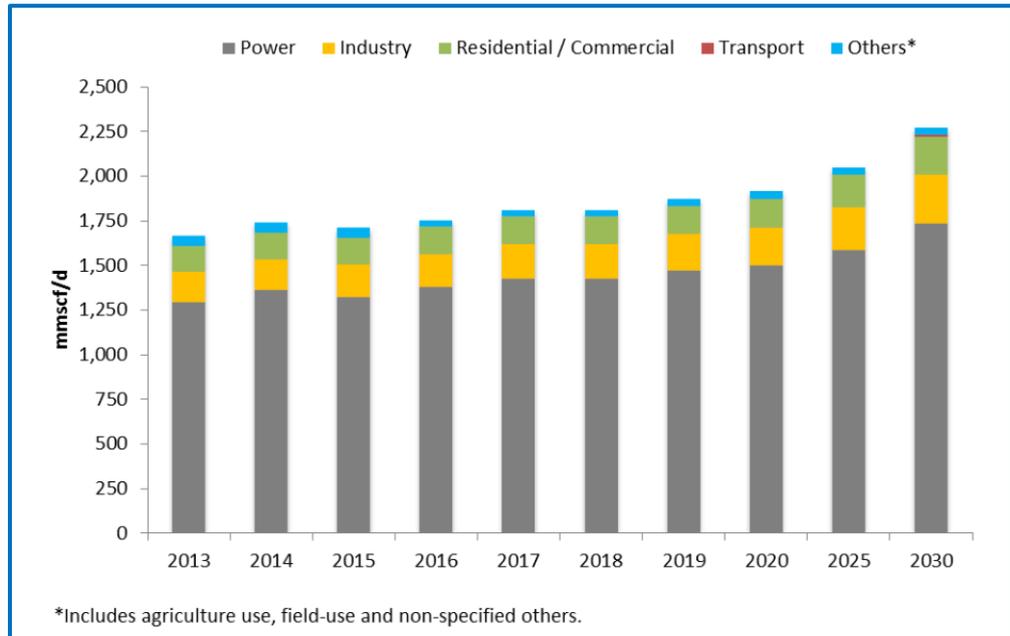
(4) LNG 進口來源

2013年進口LNG 12.8百萬公噸，其中6.22百萬公噸來自中東，馬來西亞2.98百萬公噸，印尼2.02百萬公噸，其他1.55百萬公噸，如下圖所示。

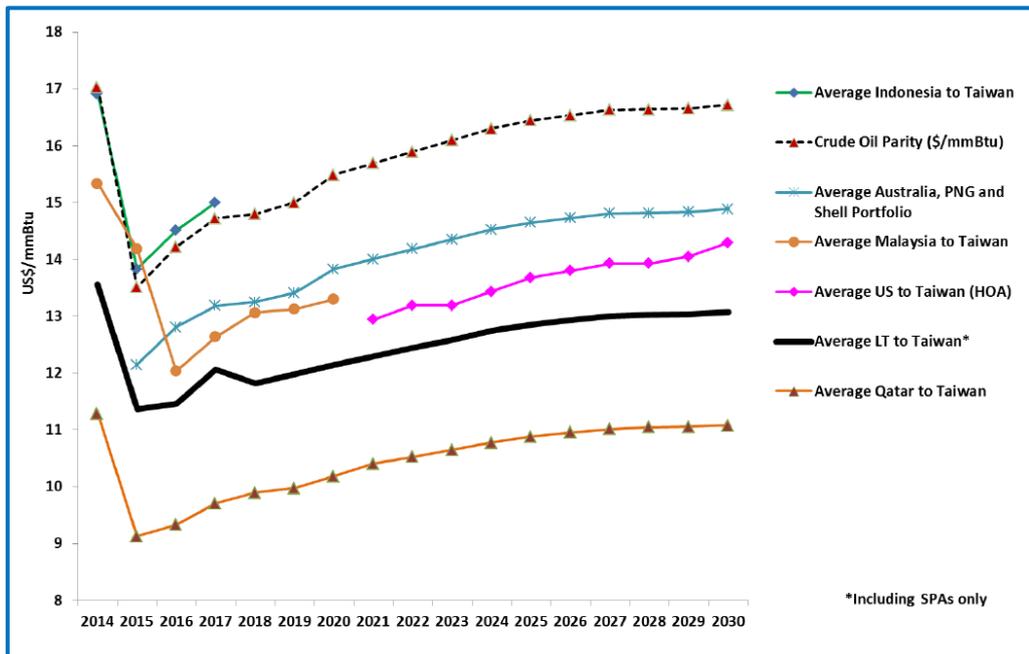


(5) 天然氣需求的成長

未來天然氣需求的成長主要仍為電力部門，詳下圖：

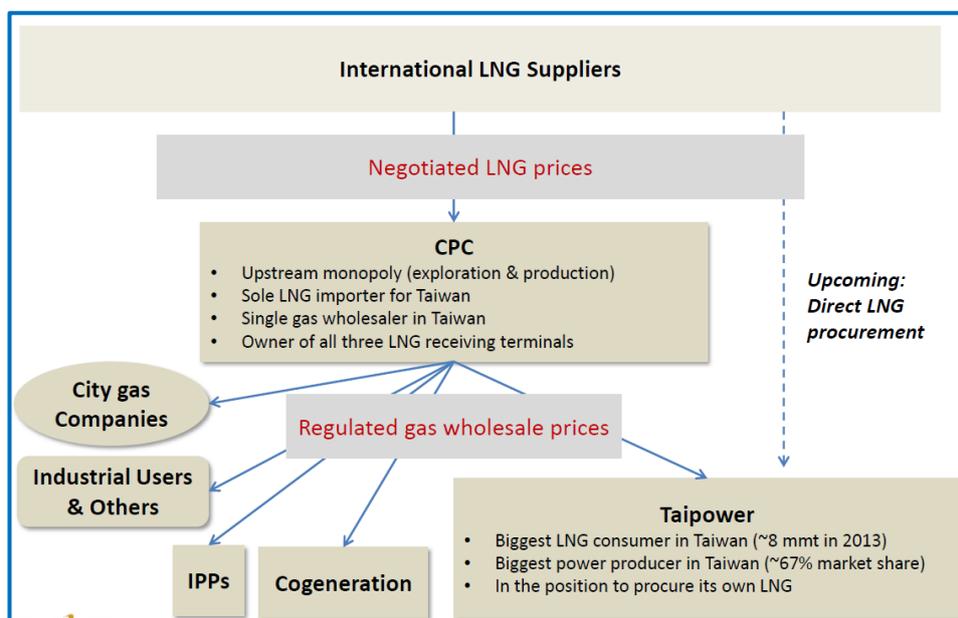
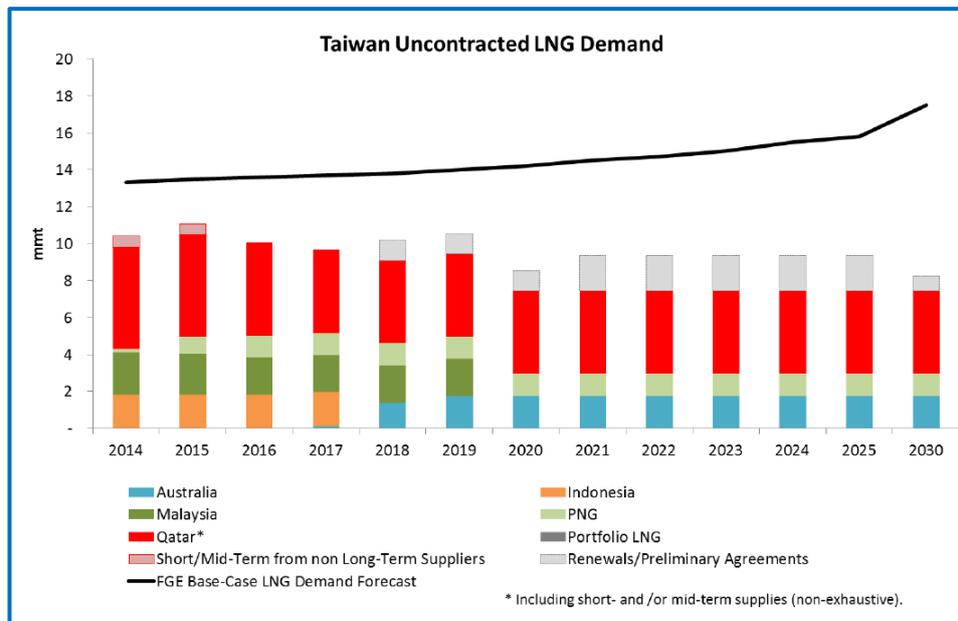


(6) 預估現有長期 LNG 合約之價格，詳下圖：



(7) 未來的 LNG 需求：

- 台灣需要更多的 LNG，且仍有相當數量的 LNG 未承諾量，如下圖所示，但未來不確定性極高，因為該未承諾量由誰採購，目前仍未能確定。
- 過去台灣的 LNG 需求均由台灣中油公司(CPC)負責供應，未來台電將可自行進口 LNG 供自用，故整個 LNG 的供應鏈將有所改變，如下圖所示。



#### (四) LNG 供應--未來面臨的重要挑戰

1. 2014 年營運中之液化能量達 295.3 百萬公噸，詳下表：

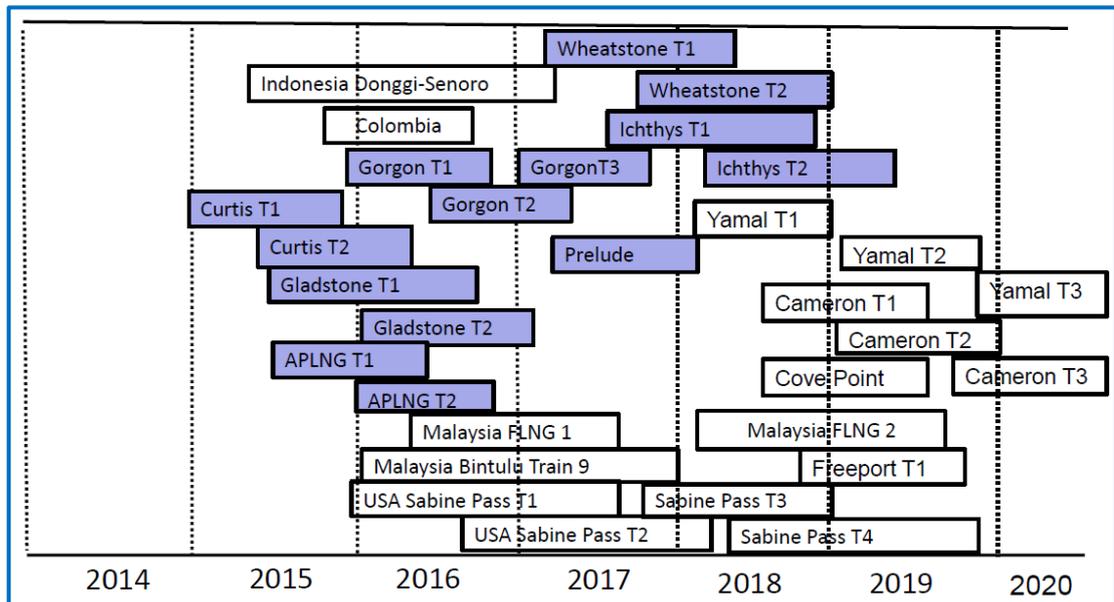
Pacific Basin	Middle East	Atlantic Basin
<u>Operating</u> 295.3 mmtpa		
Alaska		
Brunei		
Indonesia (Bontang)**		
Indonesia (Tangguh)		
Malaysia (Satu/Dua/Tiga)		
Australia (NWS)		
Australia (Darwin)		
Australia (Pluto)		
Russia (Sakhalin)		
Peru		
PNG		
	Abu Dhabi	
	Qatargas 1	
	Qatargas 2	
	Qatargas 3	
	Qatargas 4	
	Qatar (RasGas 1/2)	
	Qatar (RasGas 3)	
	Oman (OLNG/Qalhat)**	
	Yemen	
		Algeria (Arzew 1/2/3)**
		Algeria (Skikda)**
		Egypt (Damietta)*
		Egypt (Idku)**
		Equatorial Guinea
		Norway
		Trinidad&Tobago
		Nigeria**
		Angola LNG*

2. 2014 年建造中之液化能量達 128.3 百萬公噸，詳下表：

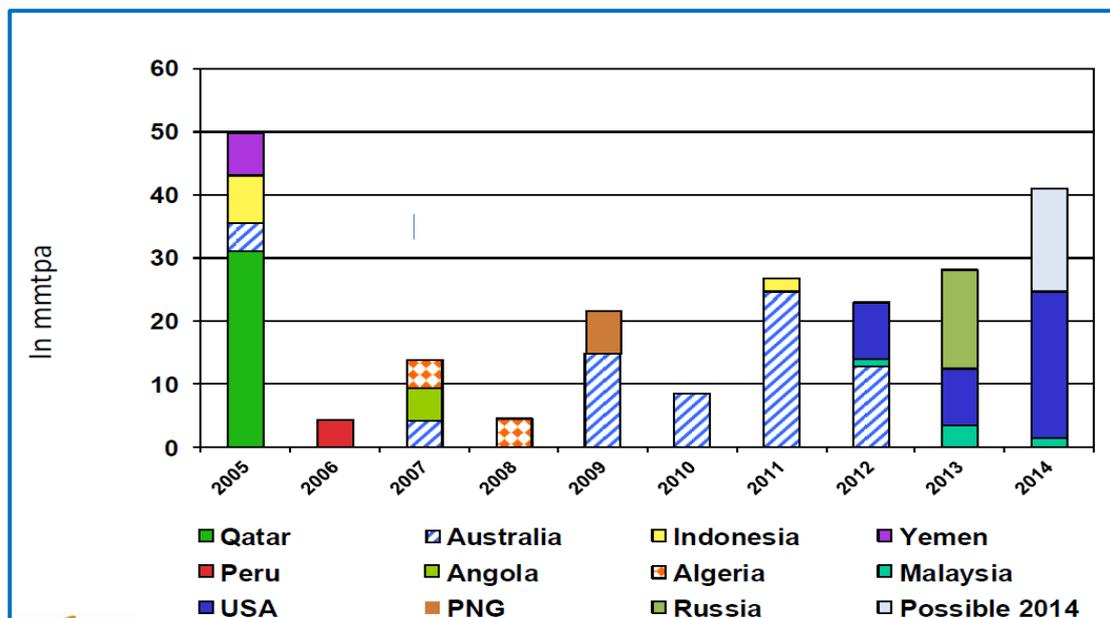
<u>Under Construction</u> 128.3 mmtpa			
Australia (Gorgon)	15.6		
Australia (Curtis)	8.5		
Australia (Gladstone)	7.8		
Australia (APLNG)	9.0		
Australia (Prelude)	3.6		
Australia (Wheatstone)	8.9		
Australia (Ichthys)	8.4		
Indonesia (Donggi-Senoro)	2.0		
Malaysia FLNG 1 & 2	2.7		
Malaysia LNG Train 9	3.6		
		USA Sabine Pass)	18.0
		USA (Cameron)	13.5
		USA (Cove Point)	5.3
		USA (Freeport T1)	4.4
		Russia (Yamal)	16.5
		Colombia	0.5

\*Temporarily shut-down

3. 建造中之液化廠預估之投產時程如下圖。



4. 2005 年至 2014 年宣佈 Final Investment Decisions(FIDs)之液化能量詳下圖：



5. 未來規劃中之液化能量達 8 億公噸/年以上，如下表所示。

Country	Capacity
	in mmtpa
US	272
Canada	327
East Africa	70
Australia	34
Russia	40
West Africa	21
Other Pacific Basin	21
Eastern Mediterranean	10
Middle East	12
<b>Total</b>	<b>807</b>

## 6. 美國 LNG 出口

### (1) 美國 LNG 出口計畫

- 頁岩氣革命抑低美國天然氣價格，使得美國 LNG 出口價格具競爭力。
- 美國 LNG 進口的崩盤，造成 LNG 接收站停擺。
- LNG 接收站基礎設施如碼頭、裝卸設備及儲槽均已定位。
- 有合約商及工作團隊。
- 資金成本每公噸約 600 美元/年，一般其他 LNG 開發計畫每

公噸約 1,000 美元/年，澳洲則高達每公噸約 1,750 美元/年。

## (2) 美國 LNG 出口許可程序

### a、Department of Energy(DOE) permit：

- LNG 出口須先取得 DOE 的核准，對 FTA 國家與非 FTA 國家的審查是不同的，FTA 國家的審查流程依天然氣法規定會比較快且不須修正，目前進口 LNG 的 FTA 國家有南韓、新加坡、智利、多明尼加、加拿大及墨西哥，佔全球 LNG 進口量 22%。
- DOE 已決定 LNG 出口至非 FTA 國家須符合公眾利益。
- DOE 已收到 25 個出口至非 FTA 國家的申請案，DOE 將依收件時間逐案審查，每案約須 2 個月時間審查，到 2014 年 6 月為止，已核准 7 案。
- 2014 年 8 月 DOE 制訂一個新的程序，要求非 FTA 國家申請案須先獲得 Federal Energy Regulatory Commission (FERC)核准其廠址、建廠及營運計畫後 DOE 才會核准。

### b、FERC permit：

- 審查流程需花費 1 億美元，相較於 DOE 審查費 25 萬美元高出很多，所以只有經濟可行性較佳的計畫才有可能送交 FERC 審查。
- 至 2014 年 11 月止共有 18 案送交 FERC 審查，其中 4 件已獲核准，計有：Sabine Pass Trains 1 to 4(營運容量 18 百萬公噸/年)、Cameron LNG(營運容量 13.5 百萬公噸/年)、Freeport LNG(營運容量 13.2 百萬公噸/年)及 Cove Point(營運容量 5.3 百萬公噸/年)。Sabine Pass 及 Cameron 已宣告 FID 並開始建廠，據稱 Freeport 亦已宣告 FID，而 Cove Point 可能亦已動土興建。
- 其他已接近核准的計畫有：Jordan Cove、Corpus Christi 及 Sabine Pass expansion。

### c、至 2020/21 年美國 LNG 出口容量可能會達到 70 百萬公噸/年。

### d、很多 LNG 出口計畫將因缺乏 LNG 出口經驗、找不到 LNG 買家、無法融資等因素而延遲甚或取消。

## (3) 美國 LNG 出口計畫，詳下表：

Project	Owner	Capacity in mmtpa	Status of Export License
<b>Existing Import Terminals</b>			
Sabine Pass, Louisiana	Cheniere	18.0	FTA and non-FTA Approved, Under Construction
Sabine Pass Train 5/6	Cheniere	9.0	FTA approved, non-FTA Pending
Freeport, Texas	Freeport LNG	13.2	FTA and non-FTA Approved, FID on T1
Lake Charles, Louisiana	Southern Union	15.4	FTA and non-FTA Approved
Cove Point, Maryland	Dominion	5.3	FTA and non-FTA Approved, Under Construction
Cameron, Louisiana	Sempra	13.5	FTA and non-FTA Approved, Under Construction
Elba Island, Georgia	Southern LNG	2.5	FTA Approved, non-FTA pending
Pascagoula, Mississippi	Gulf LNG	11.5	FTA Approved, non-FTA pending
Golden Pass, Texas	Qatar Petroleum/ExxonMobil	15.6	FTA Approved, non-FTA pending
<b>Total Existing</b>		<b>104.0</b>	
<b>Greenfield</b>			
West Coast		38.8	
Gulf Coast Onshore		73.9	
Floating and Offshore		90.5	
Small Scale		6.1	
<b>Total Greenfield</b>		<b>209.3</b>	
<b>Total</b>		<b>313.3</b>	

#### (4) 美國 LNG 出口計畫-商業模式

美國 LNG 出口計畫基本上有兩種商業模式，兩者開發者均可免除價格及數量風險，僅須承擔資金成本及起動與營運等技術風險：

##### a、FOB 銷售 – 如 Sabine Pass 計畫

- 此計畫包括天然氣供應、將天然氣液化並以 FOB 基礎銷售予買家。
- 買家負責安排船運並運交 LNG 至市場。
- 在液化廠起運 LNG 價格為：
  - LNG 價格=115% x Henry Hub+液化費用
  - 液化費用基本上為 US\$3/mmBtu，其中 85~90%是固定資金成本，10~15%變動成本(隨物價變動以 cover 營運成本)

##### b、Tolling 銷售– 如 Freeport、Cameron 及 Cove Point 計畫

- 此計畫包括建造液化廠且提供液化服務予業者(off-takers)。
- Off-takers(tollers)負責將天然氣運送至液化廠，並長期承諾支付液化費用予計畫所有者。
- tollers 負責安排船運並運交 LNG 至市場。

#### (5) 美國 LNG Ex-Ship(DES)價格

##### a、LNG 價格=(1+A) x Henry Hub+液化費用+運輸費用

- b、A 因不同計畫而異，自 0.15~0.25 不等，係將 Henry Hub 價格再多乘上一定比例以彌補液化廠用氣、供應風險。

c、液化費用自 2.25 至 3.50 US\$/mmBtu 不等。其中 85%~90% 為定值，其餘則隨物價調整。

d、運輸費用則視傭船費率、燃料成本而定，若運送至亞洲尚須包括通過巴拿馬運河費用，巴拿馬運河主管當局將於 2014 年公布此費率。

預估運輸費用：墨西哥灣至亞洲為 US\$ 2.5~3/mmBtu

墨西哥灣至歐洲為 US\$1.25~1.5/mmBtu

e、其他對買方/ Off-takers 的優勢

(a) 沒有目的地限制。

(b) 買方/ Off-takers 可以取消 off-take 的貨氣，惟須於 2 個月前通知且須先支付液化費用，此罰則較一般 take-or pay 為低。

## 7. 加拿大 LNG 出口計畫

(1) 英屬哥倫比亞已規劃了 17 個 LNG 開發計畫，東加拿大則有 5 個 LNG 計畫，總液化產能超過 327 百萬公噸/年。

(2) 英屬哥倫比亞 LNG 出口計畫對亞太市場的優勢，為直接從太平洋出口海運距離較近，至日本、韓國及中國平均來回航程僅 24 天，而美國 LNG 經墨西哥灣至亞洲來回航程為 50 天，惟加拿大 LNG 開發計畫建造成本較高。

(3) 氣源將來自英屬哥倫比亞省及亞伯特省交界地之 Montney、Horn River、Liard 及 Cordova Embaymen 等盆地的頁岩氣，輸氣管線至海岸的距離長達 400 至 550 英哩，須跨越兩個山脈，預估須花費 40~80 億美元。

(4) 9 個自英屬哥倫比亞出口的 LNG 計畫已取得加拿大國家能源委員會(NEB) 出口許可，另有 10 件已向 NEB 申請。

(5) 加拿大英屬哥倫比亞 LNG 出口計畫中唯一取得買家承諾的只有 Petronas 的 Pacific North West 出口計畫

(6) 價格是一大議題，大多數計畫開發者認為價格要與油價連動才有經濟性，而亞洲地區買家則希望價格能與北美 Hub 指數連動，據稱已有人提議以 hybrid 方式(即混合 oil-link 及 Henry Hub link)計價。

(7) 位於加拿大東岸 Pierade 的 New Brunswick Goldboro LNG 計畫，產能 10 百萬公噸/年，已獲得德國 E.On 每年 4.5 百萬公噸/年的承諾，價格與歐洲 Hub 指數連動，自 2020 年開始交貨。

## 8. 北美地區以外 LNG 開發計畫

### (1) 東非

#### a、莫三鼻克：

- Anadarko 與 Eni 已在莫三比克北邊海上發現蘊藏量達 180 tcf 天然氣資源，初期他們計畫各興建 2 條產能 5 百萬公噸/年的生產線，總產能 20 百萬公噸/年，其後再擴充至 10 生產線。
- Eni 計畫使用一個 2.5 百萬公噸/年的 FLNG 以開發 block 4 內的 Coral 氣田。
- 兩個計畫的 FID 預估會在 2015 年，Eni 表示其 FLNG 計畫會在 2019 年投產，岸上的 LNG 設施則會在 2020 年投產。

#### b、坦桑尼亞：

- BG/Ophir/Pavilion 已在南部的海上發現 15 tcf 的天然氣資源。
- Statoil/ExxonMobil 在同一區的海上發現 21 tcf 的天然氣資源。
- 他們計畫聯合興建液化廠，規模初期為 2 座 5 百萬公噸/年的生產線，未來再逐步擴充。該計畫可能在 2020 年代初期投產。

### (2) 澳洲

- a、先專注完成在建造中的 7 個 LNG 出口計畫，這些計畫可能還是會延遲，但成本已能有效掌握。
- b、Darwin LNG 及 Pluto LNG 的擴充計畫已暫停，因為找不到可供應第 2 條生產線的氣源。
- c、大多數建造中的 LNG 計畫均有擴充的規劃，但擴充生產線的計畫均已延遲至第一階段完成後再議。
- d、幾個規劃中的新興計畫—Browse、Scarborough 及 Sunrise 都已考慮使用浮動式液化設施(FLNG)以降低成本。然而，GDF Suez 及 Santos 已因不符商業利益而決定放棄在 Bonaparte 計畫使用 FLNG。

### (3) 俄羅斯

- a、Gazprom 和 Shell 已同意在 Sakhalin-2 LNG 計畫增建第三座生產線(年產能 4.8 百萬公噸)。
- b、Gazprom 計畫開發之 Vladivostok LNG(15 百萬公噸/年)可能會因須以管道氣供應中國而延後。在聖彼得堡附近的 Baltic LNG (10 百萬公噸/年)計畫則仍在規劃中。
- c、Rosneft 與 ExxonMobil 規劃在 Sakhalin Island 推動一個 10 百

萬公噸/年的 LNG 計畫，其氣源將來自 Sakhalin-1 區。

(4) 印尼

- a、Tangguh LNG 計畫開發第 3 條生產線(容量 3.8 百萬公噸/年)，FEED 已發包，預期將在 2015 年宣佈 FID，2019 年投產，預估總支出約 120 億美元。所產 LNG 之 40%(約 1.5 百萬公噸/年)已承諾供應給印尼國營電力公司 PLN。
- b、Inpex 與 Shell 計畫使用一個營運能量達 2.5 百萬公噸/年的浮動式液化設施(FLNG)去開發 Abadi 氣田，其蘊藏量預估達 10 tcf。該計畫目前正進行 FEED 中，其進度目前並無相關報導，預估其 FID 會在 2015 年，投產則在 2019 年。

(5) 巴布新幾內亞(Papua New Guinea)

PNG 之 LNG 擴產有兩個選擇，一是 PNG LNG 擴建第三條生產線，其氣源由現有氣田或由最近才探勘到的 P'nyang 氣田或由 Elk 及 Antelope 氣田；另一種方式則是在 Elk 及 Antelope 氣田開發第二個 LNG 計畫，而這個方式是 PNG 政府較喜歡的。

(6) 地中海東部

Noble 和其合作伙伴已在以色列外海的 Leviathan 氣田探得 22 tcf 的天然氣，這些氣將規劃以管線銷售給埃及、約旦、巴勒斯坦及塞浦路斯，但以浮動式液化廠(FLNG)方式開發的可能性仍未排除。另塞浦路斯離岸 Aphrodite 氣田的蘊藏經進一步探勘後已降至 4 tcf，故須探得更多氣源才足以支撐一個 LNG 開發計畫。

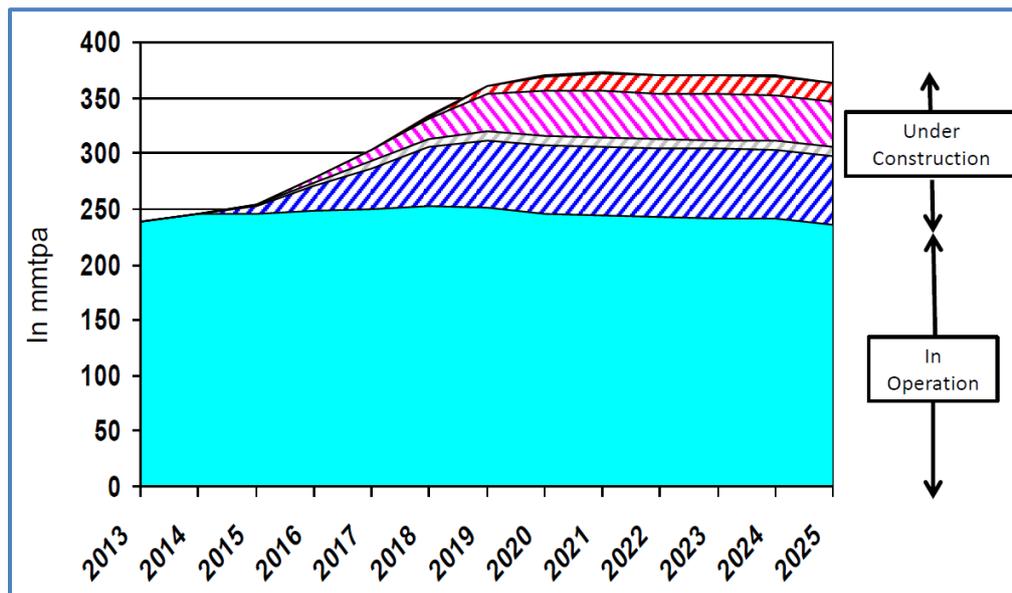
(7) 中東

- a、卡達：現有 LNG 計畫去瓶頸後可增加產能 12 百萬公噸/年，但須開發 North 氣田的氣源才足以因應。
- b、伊朗：經濟制裁解除後，開發 LNG 的可能性增高，但要到 2025 年才可望成真。

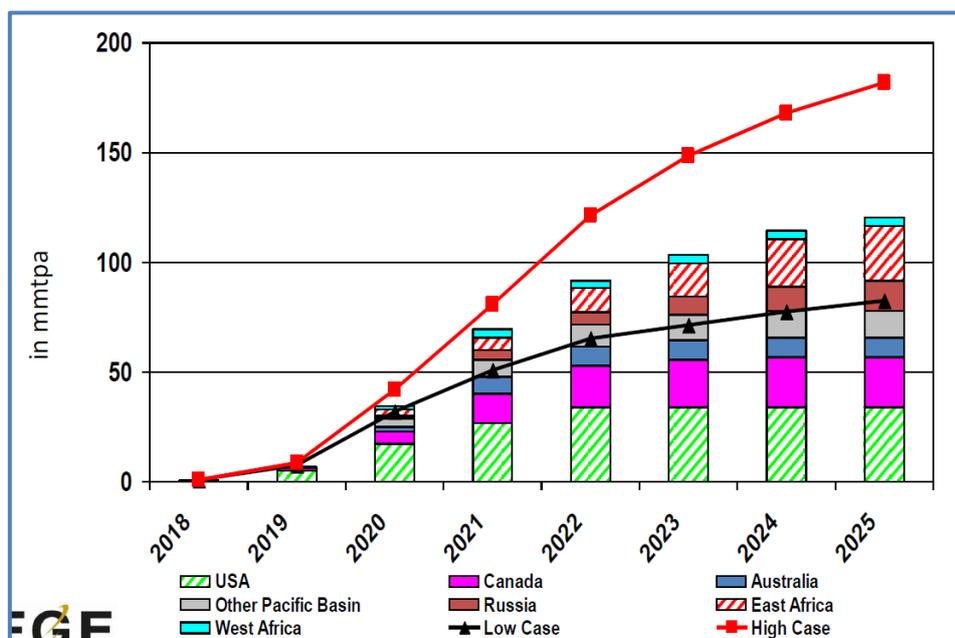
(8) 西非

- a、奈及利亞：計畫擴建 LNG 容量(Brass LNG 或 Nigeria LNG 第七條生產線)，但進展緩慢。
- b、赤道幾內亞(Equatorial Guinea)：Ophir 已經和 Excelerate Energy 簽訂協議，將建造一個容量 3 百萬公噸/年的 FLNG 以開發 R 區 3.4 tcf 的天然氣蘊藏。
- c、喀麥隆：GDF Suez 仍持續規劃要建一座岸上的液化設施，Golar 則與 Perenco 洽議設置 FLNG。

(9) 下圖為 2013~2025 年運轉及建造中之 LNG 計畫液化產能：



(10) 下圖則為 2018~2025 年各地區規劃中的 LNG 計畫及其產能：



### (五) LNG 船運、浮動式儲存與再氣化設施及浮動式液化廠

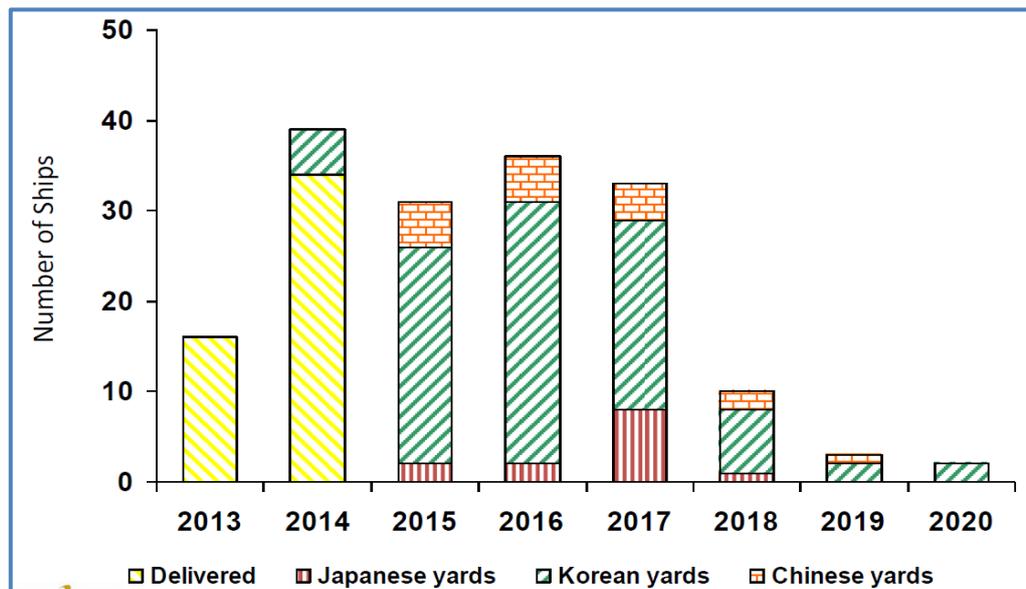
#### 1. LNG 船運

(1) 2014 年營運及已下訂單的 LNG 船艘數如下表：

船噸容量	現有	已下訂單
18,900~30,000 m <sup>3</sup>		

傳統式	6	3
FSRU		1
65,000~89,800 m <sup>3</sup>	12	
122,000~182,000 m <sup>3</sup>		
傳統式	323	110
FSRU/FSU	17	5
停航中	2	
210,000~217,330 m <sup>3</sup>	31	
263,000~266,000 m <sup>3</sup>	14	
FSRU		1
FLNG		5
合計	405	125

(2) 已下訂單之 LNG 船數如下圖：



(3) 2004 至 2013 年傭船費率之演變趨勢(如下圖所示)

a、2004~2010 年中短期傭船費率之變化

- 2004~2009 年運輸能力成長高於液化產能。
- 平均運輸航程與短期交易均增加，意即運輸能力成長須較液化產能更快速。
- 2004~2010 年中期運輸能力快速成長的結果，使得運輸能力有餘裕。

➤ 當時傭船費率跌至 US\$30,000/日以下，僅略高於營運成本。

b、2010 年中期之後 LNG 船運市場的變化

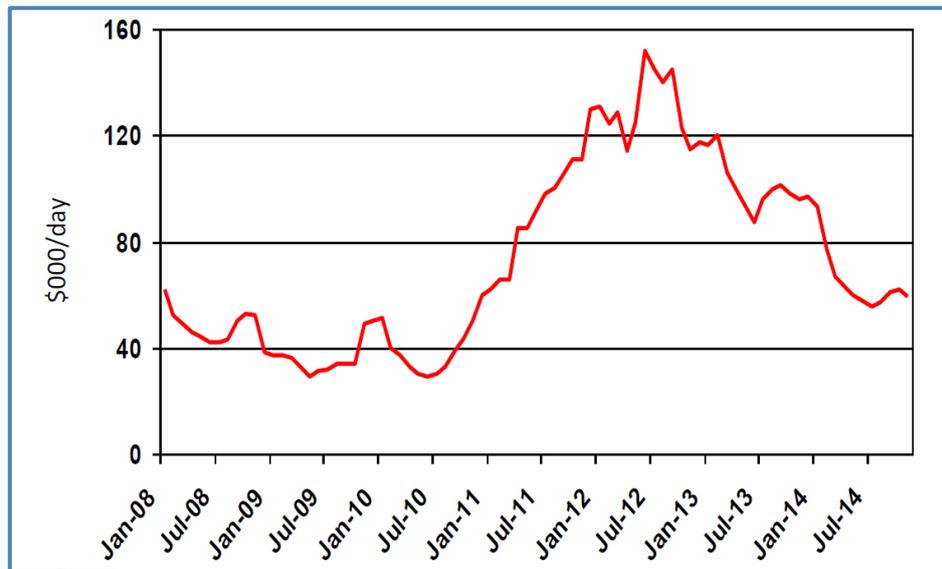
➤ 2010 年第 3 季開始，由於液化產能成長高於運輸能力，船運市場趨緊，傭船費率加倍上漲至 US\$60,000/日。

➤ 2011 年日本福島核災之後，日本 LNG 需求增加，額外增加的 LNG 需要更多的船隻運載，船運市場更加緊澀，傭船費率再加倍上漲至 US\$130,000/日。

➤ 2012 年船運市場依然吃緊，至 6 月時傭船費率一度高達 US\$150,000/日，連已停航的老舊船隻也加入營運。

➤ 2012 年下半年運送至亞洲貨氣減少，至 2013 年 6 月時傭船費率已下跌至 US\$87,500/日。

➤ 2013 年後幾個月費率略有上揚，至 12 月已回昇至 US\$97,000/日。



c、2014 年之短期傭船費率如下圖所示。

➤ 2014 年上半年短期傭船費率因現貨 LNG 需求疲軟及新船交船量增加而一路下滑，至年中已跌至 US\$60,000/日以下。

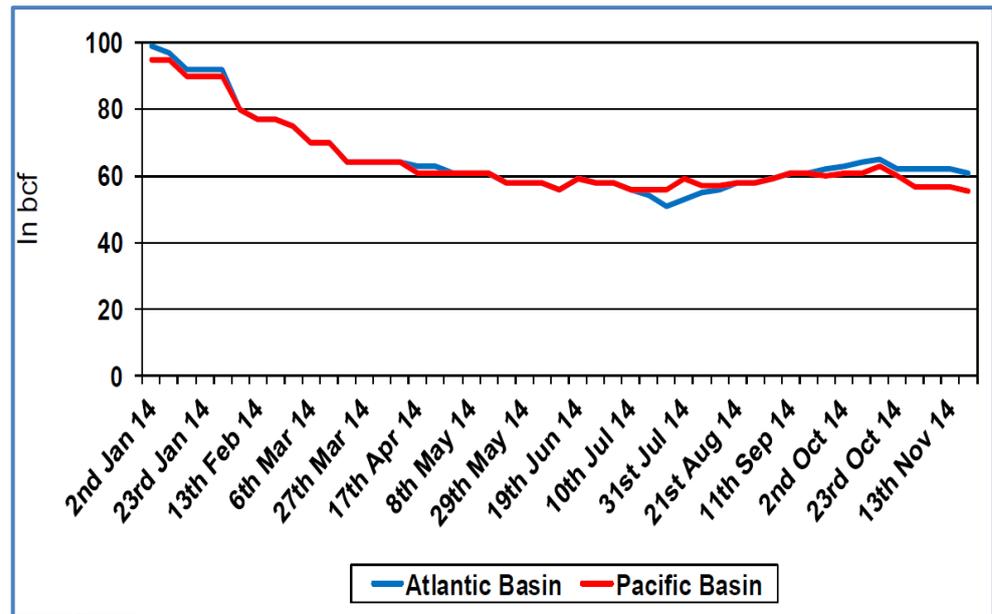
➤ 至第 3 季略有上揚，已回昇至 US\$60,000/日。

➤ 而中長期傭船費率則維持在 US\$80,000/日~US\$85,000/日間，因為這種費率船東才可望回收其造船資金。

➤ 大西洋及太平洋區之費率差距在幾千美元/日左右，主要是看各區當時的需求及可供給船噸情況而定。

➤ 老舊船噸的費率因老船容量較小、引擎效率較低、蒸發氣量較高及設備可靠度較差等因素，一般會較新型柴油引擎船便

宜，在 11 月時兩者之差異約在 US\$15,000/日左右。



## 2. 浮動式儲存與再氣化設施(FSRU)

(1) FSRU 即是浮動式的海上接收站。

- a、建造目的係將船作為接收站來營運。
- b、儲槽與再氣化設施安裝在船的船倉及甲板，將 LNG 再氣化後輸送至天然氣輸送網。
- c、此船可以停泊在離岸，經由管路與岸上連接或經由棧橋與碼頭連接。
- d、已營運 FSRU 的國家：巴西有 3 座、阿根廷 2 座、科威特、杜拜、印尼 2 座、以色列、意大利、中國及立陶宛。
- e、計畫使用 FSRU 且在開發中的國家有：印尼、智利、烏拉圭、哥倫比亞、埃及、巴基斯坦、波多黎各及約旦。
- f、此外，尚有許多國家研議使用 FSRU，如：孟加拉、越南、多明尼加、菲律賓、克羅埃西亞、英國、黎巴嫩、迦納、貝林、南非、巴林及緬甸。
- g、Hoegh 表示已有 30 個 LNG 進口計畫將使用 FSRU，其中 14 個在亞洲及中東，6 個在美洲，其餘 10 個在歐洲及非洲。
- h、自 2008 年起開始進口 LNG 的 12 個國家中有 7 個國家係使用 FSRU，2 個則使用 FSU。
- i、2015 年預定開始進口 LNG 的 4 個國家中有 3 個將使用 FSRU。

(2) FSRU 優勢及劣勢

## 優勢

- a、初期資金成本較低：FSRU 僅 1~2.5 億美元，岸上接收站成本為 5~10 億美元。
- b、開發時間短：FSRU 最快 1 年即可完成設計、許可及建造，岸上接收站至少要 5 年以上。
- c、對環境衝擊：FSRU 較岸上接收站為低。
- d、可因應季節性需求的變化：當 LNG 需求低時，該船可移作他用。

## 劣勢

- a、年度營運成本可能較高：若船舶須長期租賃的話。
- b、產能有限：基本營運量為 400~500 mmscf/d，最高可達 700 mmscf/d。
- c、儲槽容量有限：受限於船上設施，FSRU 不如岸上接收站至少可儲存兩船次 LNG。
- d、若 LNG 交運遲延則無備援方案。

### (3) FSRU 設置地點的選擇

- a、設置於棧橋碼頭，有下列幾種方式：
  - FSRU 送來貨氣靠卸在棧橋上將 LNG 氣化後離開，再準備裝載下 1 船貨氣。
  - FSRU 永久停靠在棧橋的一邊，LNG 船則停靠在另一邊，經由棧橋上之卸料臂轉送至 FSRU 儲存。如下圖所示。



- LNG 船靠卸在 FSRU 旁，經 FSRU 上之卸料臂送至 FSRU

上之儲槽儲存。

➤ 也有可能僅做為儲存之用(FSU)，氣化設施則設在岸上。

b、裝置於外海

➤ FSRU 停靠在外海上的浮筒

➤ FSRU 停靠在外海上特別建造的浮動式碼頭

### 3. 浮動式液化廠(FLNG)

(1) FLNG 簡單的說就是一個可移動的 LNG 液化廠，其優點如下：

a、較接近氣源。

b、岸上無合適地點可興建液化廠時的另一種選擇。

c、浮動式液化廠可以在造船場興建，不用安排大隊人力至偏遠地點興建。

d、不需連接管路至岸上，資金成本較岸上液化廠為低。

e、若原氣田枯竭，可移動至另一個氣田，機動性高。

f、總建造成本較岸上液化廠低。

(2) 浮動式液化廠的挑戰

a、是否真的能以較低成本達成目標。

b、若該船舶為外國籍，符合政府法規要求有困難。

c、有多少地點適合開發使用 FLNG。

d、變更採氣地點是否一如宣稱的那麼容易。

e、技術上的挑戰

➤ 工作團隊的安全。

➤ 在兩艘浮動式設施運送 LNG。

➤ 當設備均設置在海上，如何執行作業。

➤ 因空間有限，設計變得非常重要。

(3) Shell Prelude FLNG 計畫(如下圖所示)

a、為開發澳洲外海 Prelude 氣田，Shell 於 2011 年 5 月宣佈 FID，將設置 FLNG。

b、該 FLNG 包括 220,000 m<sup>3</sup> LNG 儲槽、90,000 m<sup>3</sup> LPG 及 126,000 m<sup>3</sup> Condensate 儲槽。

c、每年可生產 3.6 百萬公噸 LNG、0.4 百萬公噸 LPG 及 1.6 百萬公噸 Condensate。

- d、Shell 雖不願證實，據傳造價高達 100~120 億美元，包括開發天然氣的成本，且自 FID 後成本又上揚了。
- e、合資股東包括 Shell(67.5%)、INPEX(17.5%)、KOGAS(10%) 及中油公司(5%)。
- f、原預定 2017 年第 1 季投產，將有可能會延至 2017 年下半年。



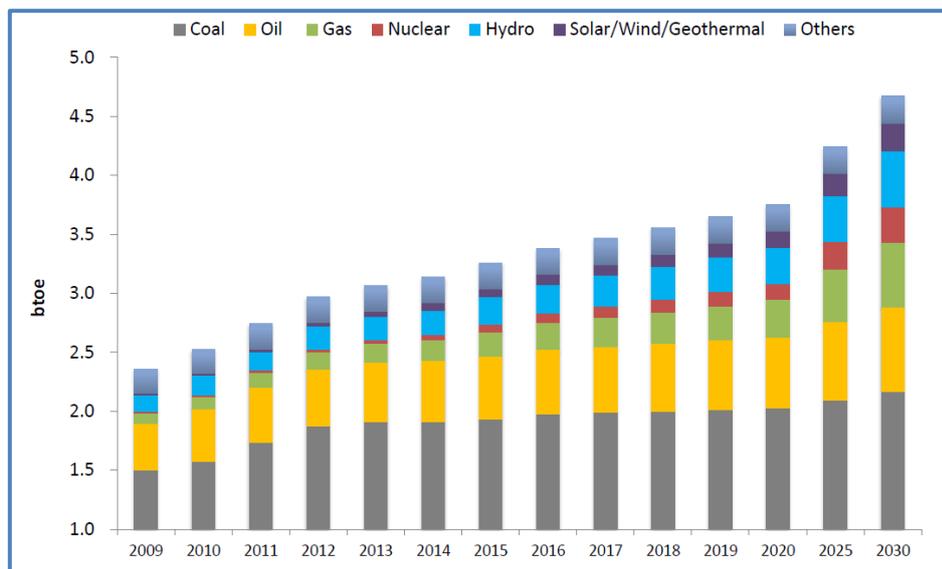
#### (4) 馬來西亞 Petronas FLNG 計畫

- a、Petronas 將在 Sarawak 之 Kanowit 離岸氣田建造一個 1.2 百萬公噸/年的 FLNG 以及在 Sabah 之 H 區氣田建造一個 1.5 百萬公噸/年的 FLNG。
- b、在 Kanowit 氣田的 FLNG 將由韓國 Daewoo 與法國 Technip 負責建造。該 FLNG 長 300 公尺寬 60 公尺，耗資 7 億美元。預期將在 2015 年第 4 季投產。
- c、在 Sabah 外海的 FLNG 將在韓國 Samsung 船場建造，並由 JGC 負責液化廠部分，預計在 2018 年投產。

## (六) 中國天然氣市場--天然氣需求及 LNG 進口之展望

### 1. 天然氣市場

- (1) 天然氣在中國初級能源的佔比快速提昇，如下圖所示。



## (2) 天然氣供需平衡

自 1990 年起天然氣需求成長快速，1990 年~2015 年中國天然氣產出、消費及進出口詳下表：

(mmscf/d)					
Year	Output	Consumption	Imports	Exports	AAGR-C <sup>2</sup>
1990	1,480	1,482.9	-	-	0.0%
1995	1,736	1,727.0	-	3	2.3%
2000	2,625	2,347.6	-	304	12.3%
2005	4,772	4,718.2	-	287	21.8%
2006	5,665	5,552.1	90	281	17.7%
2007	6,699	6,851.2	381	252	23.4%
2008	7,748	8,369.2	435	314	22.2%
2009	8,250	8,685.0	723	311	3.8%
2010	9,177	10,232.9	1,587	390	17.8%
2011	9,936	12,442.8	3,028	309	21.6%
2012	10,339	14,145.0	4,140	279	13.7%
2013	11,306	16,090.4	5,129	266	13.8%
2014	12,131	17,576.4	5,754	287	9.2%
2015	12,863	19,850.5	7,382	324	12.9%

1. 2014-2015 data are forecasts.  
2. AAGR-C = average annual growth rate for consumption.

## (3) 天然氣使用

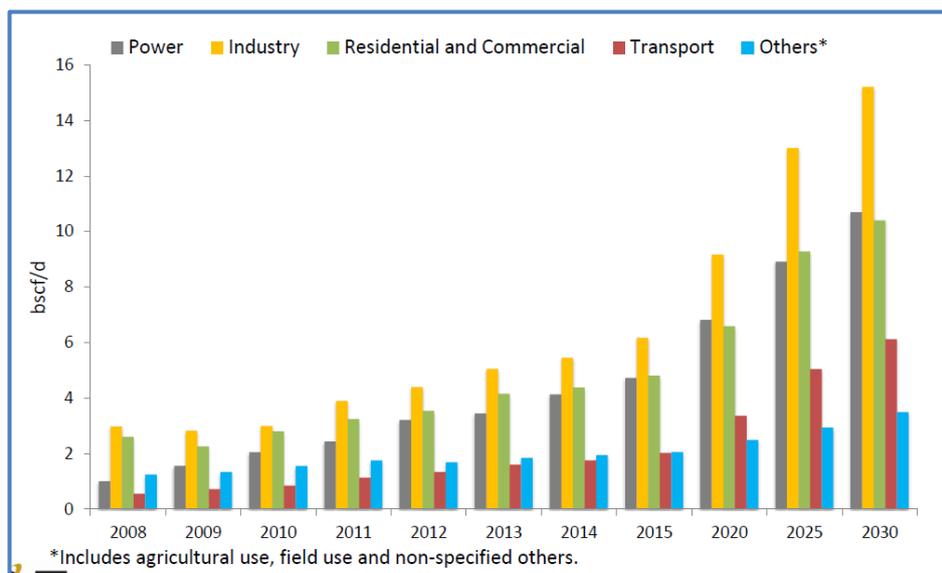
各部門使用天然氣均有成長，特別是電力、工業及家用/商業，詳下表：

(mmscf/d)						
Year	Power	Industry	Residential/ Commercial	Transport	Others <sup>/2</sup>	Total
1990	96	842	192	5	348	1,483
1995	80	838	205	6	598	1,727
2000	284	1,044	339	16	665	2,348
2005	529	2,129	1,120	152	788	4,718
2006	570	2,557	1,315	197	913	5,552
2007	972	2,962	1,705	202	1,009	6,851
2008	997	2,977	2,599	551	1,244	8,369
2009	1,552	2,825	2,259	718	1,331	8,685
2010	2,051	2,986	2,797	846	1,553	10,233
2011	2,430	3,895	3,242	1,122	1,754	12,443
2012	3,206	4,389	3,533	1,330	1,686	14,145
2013	3,447	5,047	4,151	1,596	1,849	16,090
2014	4,084	5,451	4,380	1,716	1,946	17,576
2015	4,820	6,166	4,803	2,008	2,054	19,850

1. 2014-2015 data are forecasts.  
2. Includes agricultural use, oil and gas field use, and non-specified others.

#### (4) 未來需求

工業、電力及家用/商業占未來需求成長的主要部分(詳下圖)。



#### (5) 未來 LNG 成長的趨動因素

- 新增進口 LNG 接收站及管道設施。
- 沿海省份及城市經濟繁榮發展。
- 須增加天然氣使用，以符合減碳目標。
- 各部門天然氣需求增長的因素：
  - 家用/商業：煤已逐漸被淘汰，而改為用氣。
  - 工業：能源逐步改為用電及用氣。
  - 電力：燃煤發電雖有價格上的優勢，惟燃氣發電則有環保的利基。

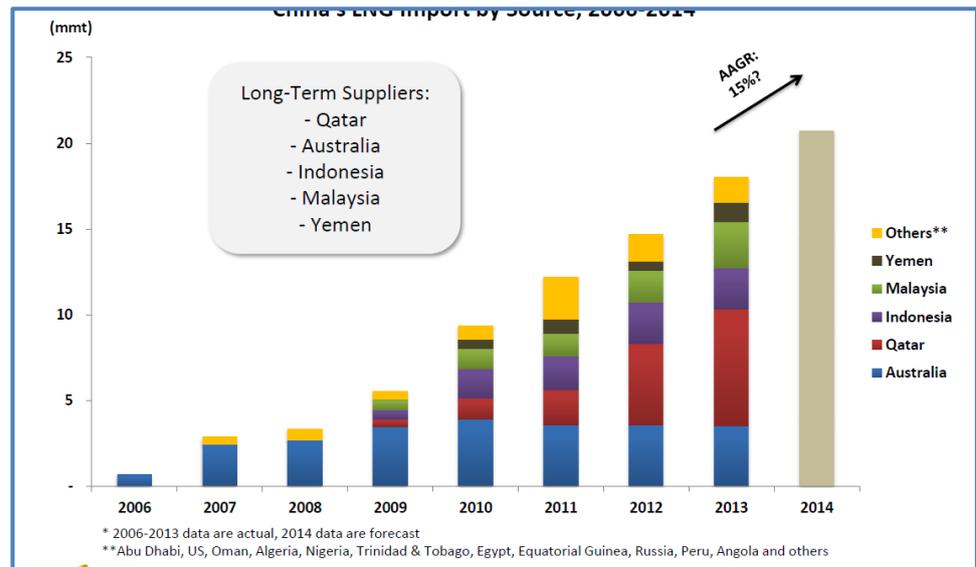
➤ 運輸：正大力推廣天然氣的使用以減少污染。

e、儘管 2012 年後中國的經濟成長已趨緩，但長期而言，其經濟仍是持續成長的。

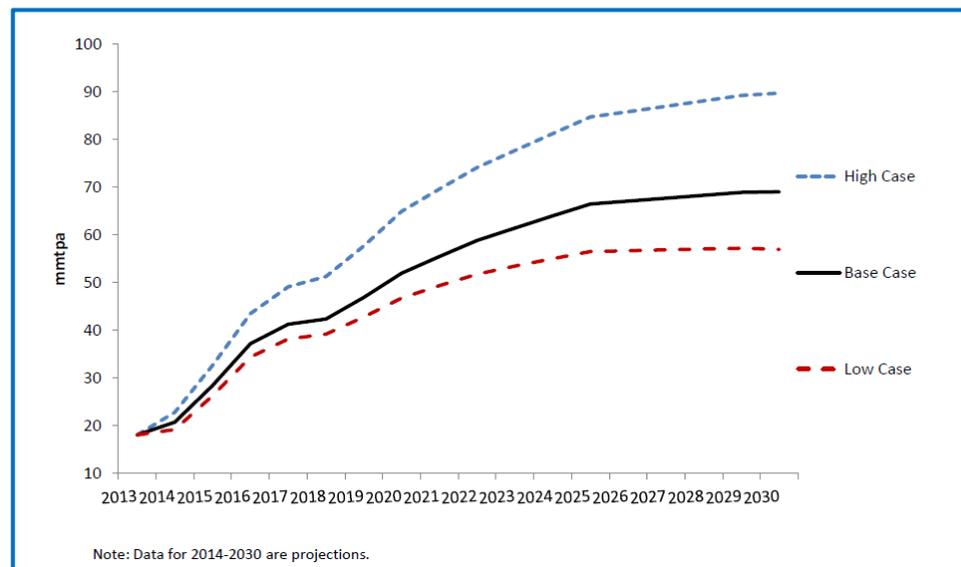
## 2. LNG 進口

### (1) LNG 進口現況及未來展望

a、中國自 2006 年開始進口 LNG，其主要的供應來源包括卡達、澳洲、印尼、馬來西亞及葉門等五大供應來源，詳下圖：



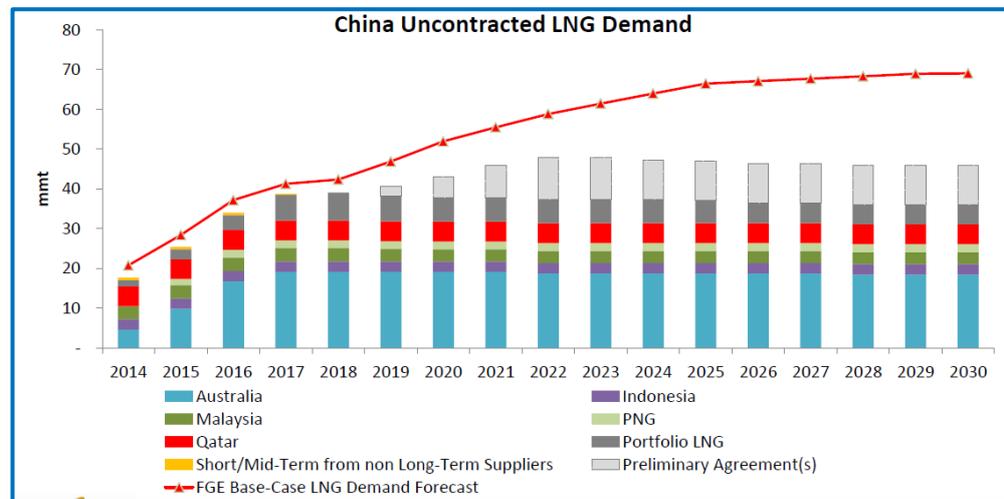
b、中國因有國內自產氣及進口管道氣等彈性選擇，對 LNG 進口量將會隨 LNG 與管道氣之進口價差、國內需求而變動。未來之進口預估如下圖所示。



### (2) 中國的 LNG 供應合約

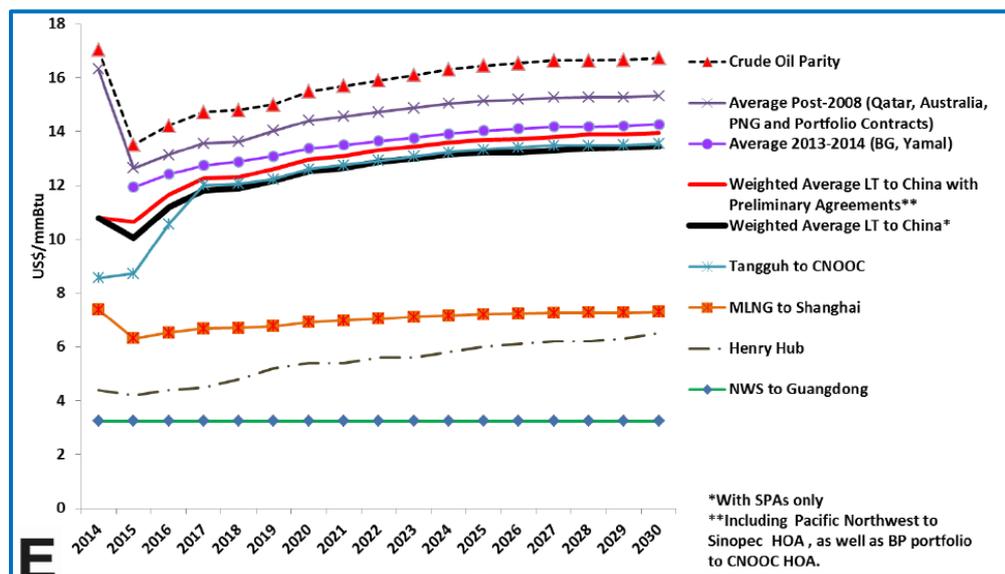
2014~2030 年中國已簽訂之 LNG 供應合約如下圖所示，其供氣來源以澳洲為主。其中 2017 年可能會有合約量高於需求的

問題，2018 年後才有再進口 LNG 的可能，詳如下圖。另 Sinopec、PetroChina 及 CNOOC 等三大 LNG 進口商中 Sinopec 因接收站營運彈性空間容量有限及行銷 LNG 不順利，將會受到比較大的財務衝擊。



### (3) 預期中國 LNG 價格

由於油價將逐漸增高、未來長約將趨於市場價格且 Tangguh 合約 2014 年價格重議後已提高，預期 2017 年中國進口 LNG 之平均價格將維持在 12~14 US\$/mmBtu 之間。



### (4) 中國 LNG 進口的規定已有改變

- 接收站容量大於 3 百萬公噸/年之計畫須取得 National Development and Reform Commission (NDRC，國家發展改革委員會)的同意。
- 省級發改委有權核准規模較小的接收站計畫。
- 三大國營油公司之外的能源公司可參與接收站開發計畫。

- d、接收站開發計畫所進口之 LNG 須有三分之一以上為長約。
- e、LNG 進口執照係由商務部核發。過去商務部對執照的核發相當嚴格，最近已較為寬鬆。
- f、未擁有接收站之獨立能源業者若欲自行進口 LNG，須先取得接收站業主同意代為卸輸儲後才會獲准進口。

### 3. LNG 接收站

#### (1) 已營運及建造中 LNG 接收站

中國已有 12 個接收站營運中，總容量達 39.6 百萬公噸/年，另有 11 個接收站尚在建造中，詳如下圖：



#### (2) 規劃中之 LNG 接收站如下圖：



#### 4. 非傳統天然氣發展現況

##### (1) 非傳統天然氣(unconventional gas)

a、非傳統天然氣依其岩層特性可分為頁岩氣(Shale gas)、煤層氣(Coal Seam Gas 或 Coal Bed Methane)及緻密砂岩氣(Tight sand gas)等三種。

b、中國非傳統天然氣主要為頁岩氣及煤層氣。

##### (2) 煤層氣：

a、產量仍持續成長，但經常低於計畫目標。

b、煤層氣資源量估計可達 1,300 tcf，至 2014 年初已証實的地質蘊藏僅約 19.7 tcf(註：約 4 億公噸)。

c、2013 年之生產量為 1.3 bcf/d (約為 1,000 萬公噸/年)，自 2010 年以來之年成長率約 10%，2014 年之產量預估可達 1.6 bcf/d，成長率達 16%。而依據第 12 個五年計畫，2015 年的產量目標為 2.9 bcf/d。

d、主要生產商有：中石油、中石化、中海油、陝西煤炭集團及河 CBM 公司。

##### (3) 頁岩氣：

a、中國的頁岩氣開發尚處初期階段。

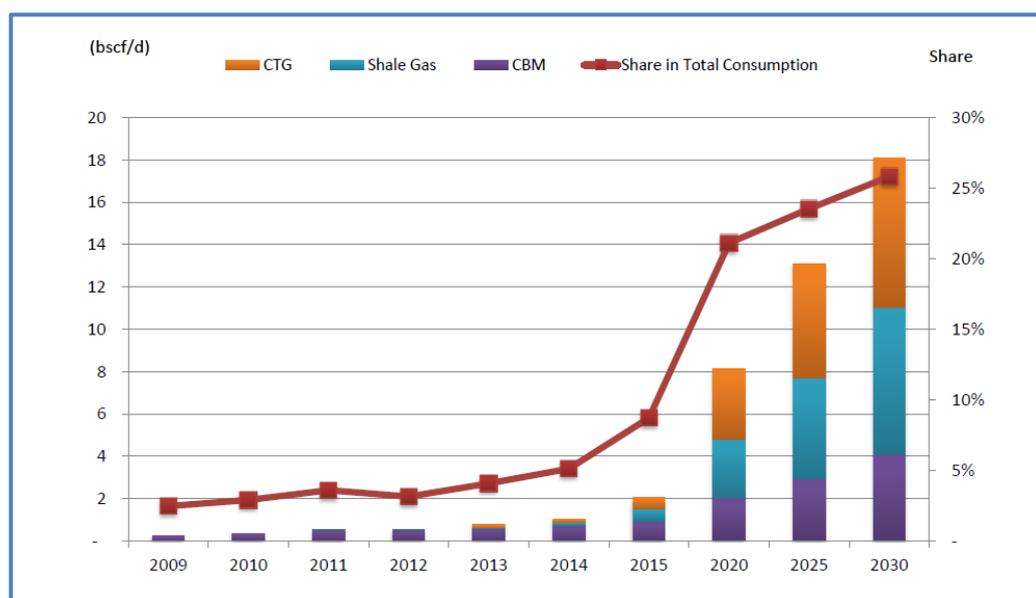
b、自 2011 年至今，中國已開放兩輪的探勘權競標，目前正準

備第三輪競標作業。

- c、由於地質的挑戰很多及缺乏資金，探勘進度緩慢。
- d、在 2012 年至 2015 年商業部給予生產商 US\$1.8/mmBtu 的補貼。
- e、主要的生產商有：中石油、中石化、中海油及陝西 Yanchang 石化集團。
- f、雖然中國頁岩氣蘊藏量極大，但地質挑戰性極高，開發受限。
- g、目前頁岩氣產量已略有進展，但產量並不大，預估至 2015 年產量可達 0.63 bcf/d，2020 年達 2.8 bscf/d，2025 年達 4.7 bscf/d。

#### (4) CTG (Coal-to-gas，煤製氣)

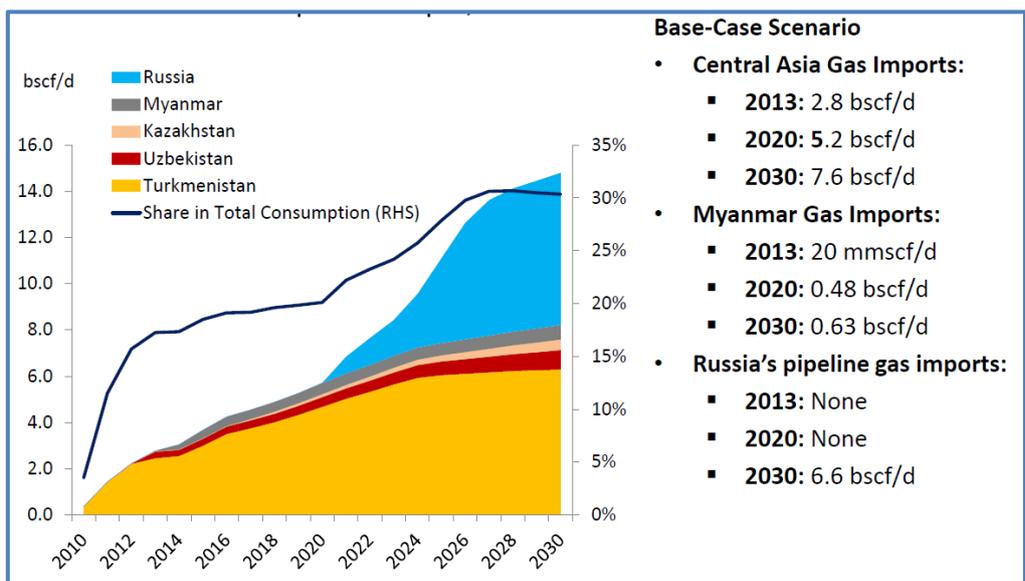
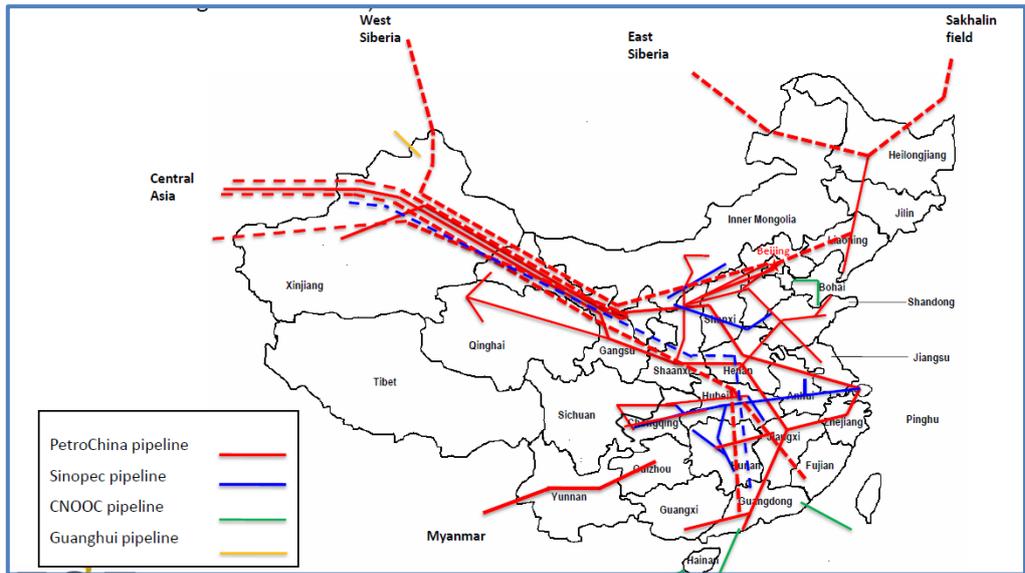
- a、煤製氣在中國未來的天然氣供應可能會扮演重要的角色，但仍有其不確定性。
- b、下圖為中國未來非傳統天然氣的產量預估，由下圖可看出 2020 年之後煤製氣之產量佔比將超過 20%。



#### 5. 管道天然氣

- (1) 在自產天然氣不敷使用的情況下，進口是唯一的途徑。中國進口天然氣分為液化天然氣 (LNG) 與管線天然氣兩類。天然氣進口管線詳下圖：
- (2) 至 2014 年初止，輸氣管線總長度已達 62,300 公里。
- (3) 目前管道氣之進口主要來自中亞，部份來自緬甸，未來將有很大的比例將來自俄羅斯。下圖所示即為未來管道氣進口量

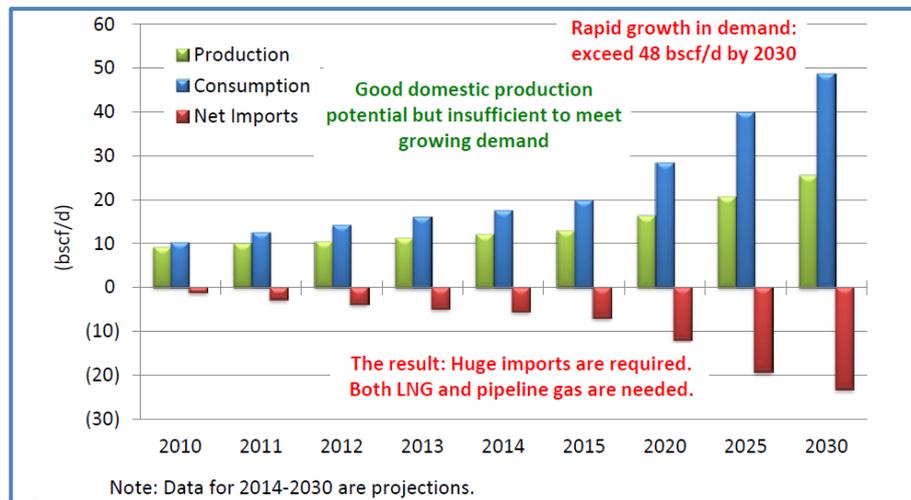
預估，及其佔總耗量之佔比，預估至 2020 年管道氣之進口量約在 4.8~8.0 bscf/d 之間，至 2030 年則在 11.4~16.2 bscf/d 之間，而至 2030 年管道氣進口量將佔總耗量之 30% 以上。



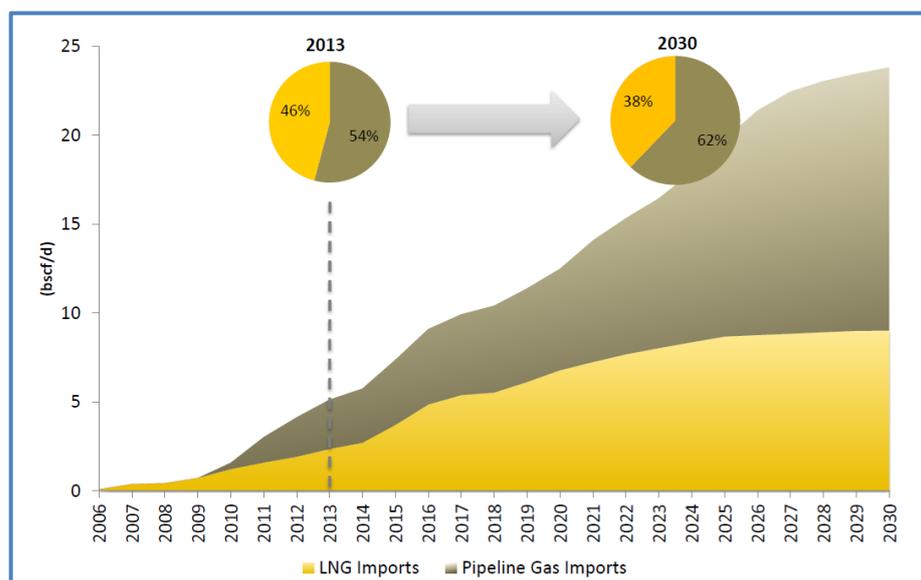
## 6. 天然氣市場及價格

### (1) 天然氣供需預估

- a、儘管中國國內的天然氣產量將逐年增加，但其生產增速仍趕不上國內需求的成長，故其天然氣進口量將逐年增加，如下圖所示。



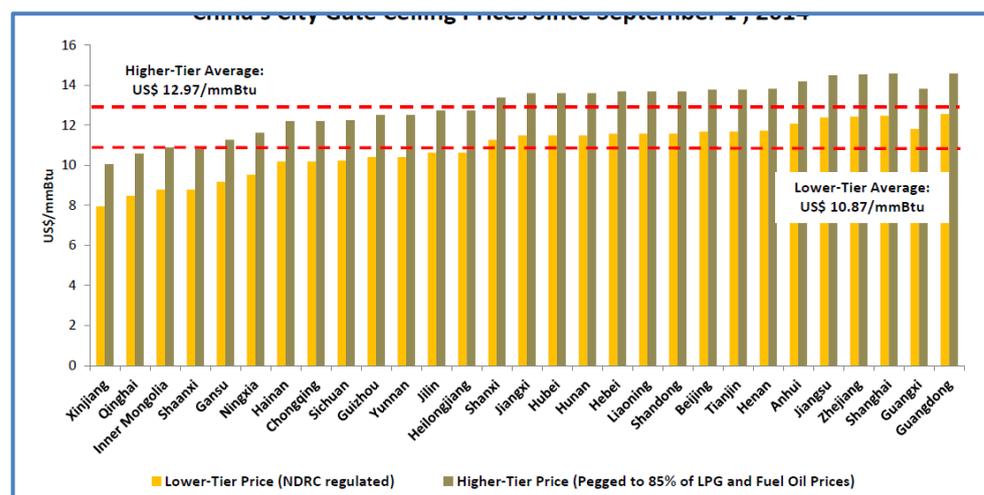
b、相較於亞洲其他 LNG 進口國家，中國具有獨特的議價能力，因為中國可選擇以管道或 LNG 方式進口天然氣。下圖所示，即為預估中國未來以管道及 LNG 進口天然氣之數量。



## (2) 天然氣價格

- 隨著經濟快速發展，天然氣需求快速成長，2006 年起中國成為天然氣淨進口國，且進口數量快速成長。
- 長期以來，中國未建立天然氣價格機制，國內天然氣價格與國際天然氣市場嚴重脫軌。
- 近年來國際市場原油價格攀升，進口 LNG 價格不斷上漲，形成國產氣價格低、進口氣價格高，造成進口商虧損。
- 為確保天然氣市場供應，天然氣價格機制改革有其必要。故國家發改委(NDRC)於 2014 年 9 月 1 日公佈最新的天然氣價格機制，將中國的天然氣價格分為兩階，低階氣價由 NDRC 訂定，其平均值為 10.87 US\$/mmBtu，高階氣價則 85%與 LPG 及燃料油價格連動，其平均值為 12.97

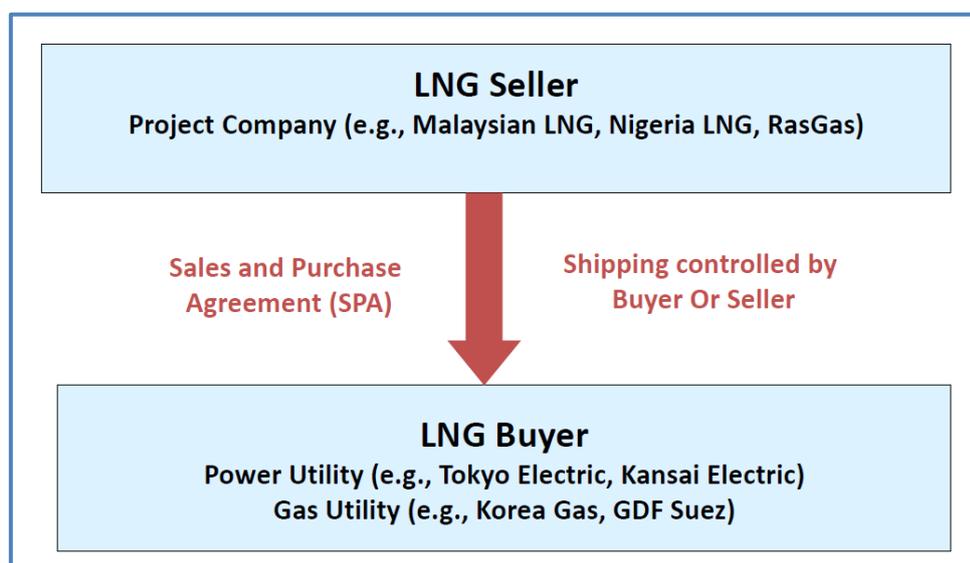
US\$/mmBtu。新的天然氣價格機制如下圖所示。



## (七) LNG 商業模式

### 1. 傳統 LNG 商業模式

- (1) 傳統商業模式係由電力公司(如日本東京電力、關西電力)或瓦斯公司(如 Koeur Gas、GDF Suez)等買家與 LNG 開發公司(如 Malaysian LNG、Nigeria LNG、RasGas 等)組成的賣家簽訂買賣契約(Sales and Purchase Agreement, SPA)，船運則由買家或賣家負責，視契約型態而定。如下圖所示：



- (2) 賣家所扮演的角色為：

- 開發氣源或與氣田開發者簽約以掌握氣源。
- 擁有並營運液化廠。
- 銷售 LNG。
- 承諾供應 LNG 給買家，並承擔價格風險。

- 若賣家須負責船運(DES 契約)，則須安排 LNG 船運事宜。

(3) 買家所扮演的角色：

- 訂約採購 LNG，須負 take-or-pay(不提貨亦須先付款)義務，亦即買家須承擔數量風險。
- 擁有並營運 LNG 接收站。
- 開發下游客戶並負責建造相關基礎設施。
- 若買家須負責船運(FOB 契約)，則須安排 LNG 船運事宜。

(4) 傳統模式的優點：

- 角色分工明確，可確保供應安全
- 透過 SPA 的簽訂與執行，液化產能充分供應給買家
- LNG 供應可事前充分掌握
- 買家可掌控接收站容量，充分配合卸收 LNG。
- 可確保長期供應安全，且有助於融資安排

(5) 傳統模式的缺點：

- 計畫合資企業缺乏彈性，不易很快做出決定。
- LNG 係集體銷售，個別合夥人不能單獨銷售其持分下之 LNG。
- 若個別 LNG 計畫供應有問題，因合約量很大，買家很難去找到替代來源。

(6) 傳統模式的改變—賣家往下游擴展

- LNG 供應商已開始投資建 LNG 接收站或承諾使用接收站部分容量。
- 藉此，LNG 供應商已直接銷售 LNG 給最終用戶，而不須經過中間商。
- 例如：Shell(74%)及 Total(26%)共同擁有印度的 Hazira 接收站、BG(50%)及 PETRONAS(30%)在英國的 Dragon 接收站均有持股且均分其容量、Qatar Petroleum 是英國 South Hook 接收及美國 Golden Pass 接收站的最大股東。

(7) 傳統模式的改變—買家往上游擴展

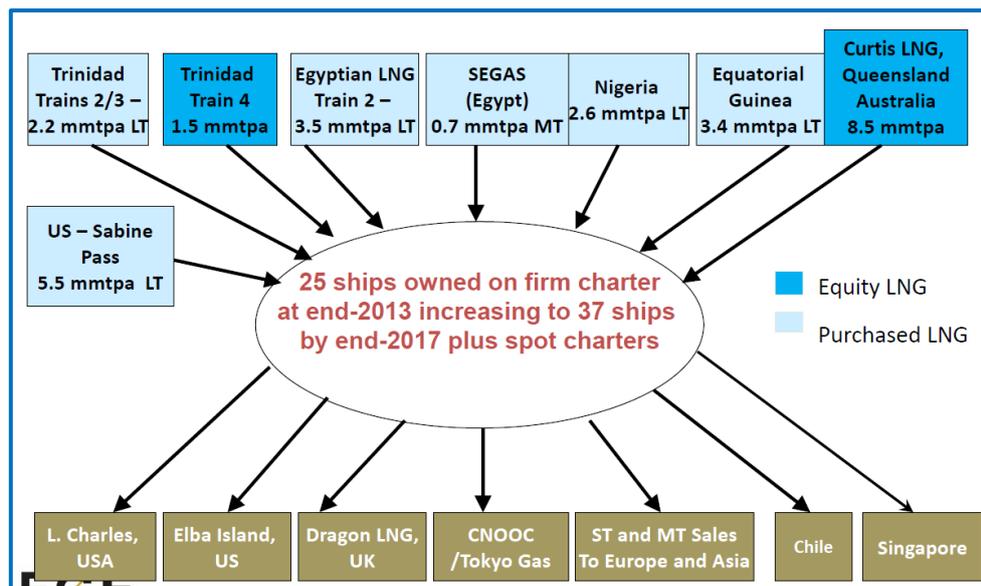
- 買家希望能在液化廠及氣源持有股份，而這已成為買家簽訂 SPA 的先決條件。
- 為了順利簽訂長期 LNG 合約，在競爭激烈的市場環境下，賣家已經可以接受買家入股的要求。
- 這與賣家往下游擴展可以互補。
- 買家往上游擴展的主要理由為：額外的投資機會、分散風險、獲利較高、可以了解賣家之成本、可以掌握更多 LNG 供應、

有助於融資。

- 但買家往上游擴展會造成一些困擾，例如：在合約談判時會造成利益衝突、LNG 計畫伙伴組成更為複雜，不利決策、對上游業者的幫助不大、買家可能沒有能力管理這些投資。
- 買家往上游擴展的例子：韓國集團(包括 Kogas)持有 RasGas 1 及 Oman LNG 各 5%股權、Kogas 持有 Yemen LNG 6%股權、GDF Suez 持有 Egyptian LNG train 1 5%及 Snohvit LNG 12%股權、Tokyo Electric/Tokyo Gas 持有 Darwin LNG 9.2%股權、CNOOC 持有 Tangguh LNG 13.9%及 NWS 氣田 5%股權、Tokyo Gas (5%)及 Kansai Electric(5%)在 Pluto LNG 持有股權、中油(5%)及 Kogas(5%)在 Prelude FLNG 持有股權。

## 2. 整合模式

- (1) 一些超大的 LNG 供應商整合其所持有的 LNG 產能為一個組合，再分別銷售給不同的買家，以增加其彈性。下圖所示即為 BG 的 LNG 整合模式。



- (2) 整合模式有下列優點：

- 可讓其 LNG 銷售最佳化，並可降低成本。
- 整合模式較適合超大的 LNG 供應商，因其信用較好，履約能力也強。
- 買家可確保 LNG 的供應，不致因某一 LNG 計畫中斷供應而受影響。
- 可增加供應彈性。

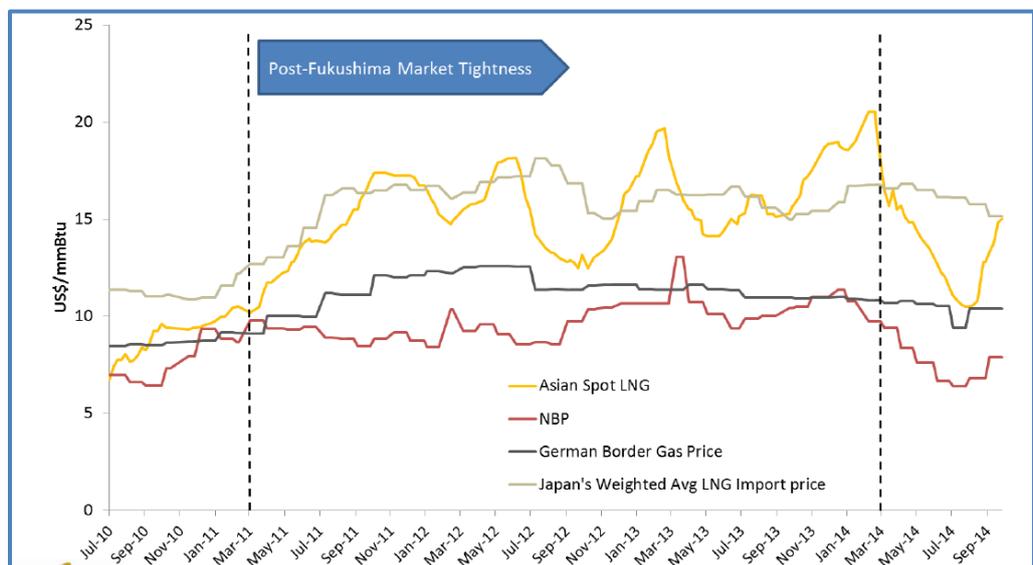
- (3) 整合模式有下列缺點：

- 供應商為獲取利潤，索價會比較高。
- 僅有大供應商才有整合的優勢，其他小供應商並不適用。
- 買家無法直接取得氣源。
- 因供應來源不確定，供氣品質可能會不穩定。

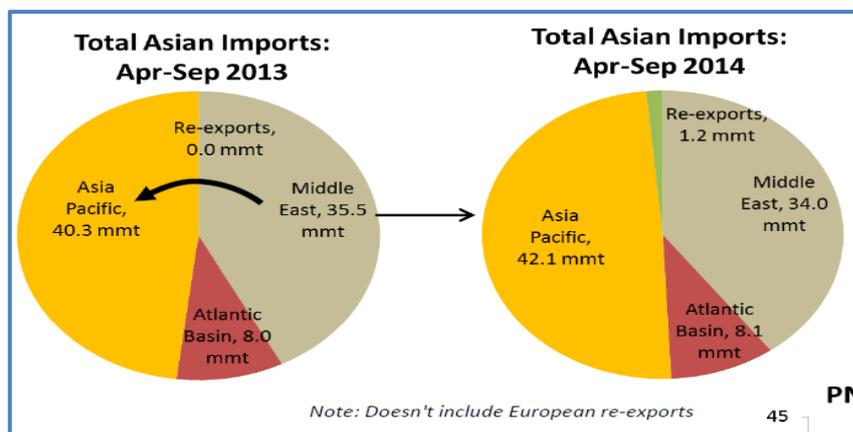
## (八) LNG 短期交易

### 1. 2011~2014 年之 LNG 短期交易

(1) LNG 現貨市場在近幾年有很大的變化，自 2011 年日本福島核能事故後，因日本 LNG 需求量大增，致市場供不應求而使 LNG 現貨價格大漲，而且季節性的變動極大，至 2014 年因供應增加、需求趨緩，現貨市場又有了極大的變動，如下圖所示。



(2) 2014 年夏季亞洲主要 LNG 進口國日本及台灣的需求略增，而韓國的需求則大減。同時期亞太地區之 LNG 供給則有增加，其中亞太地區所產 LNG 因 PNG LNG 投產而由 2013 年 1-9 月之 40.3 百萬公噸增至 2014 年同期之 42.1 百萬公噸，如下圖所示。



- (3) 歐洲進口之 LNG 因歐洲氣價較低，轉賣仍有誘因，2014 年夏季轉賣至亞洲之數量較 2013 年增加，導致亞太地區 LNG 現貨價格下滑。
- (4) 過去卡達 LNG 會視市場狀況調整其銷售至亞太、歐洲及美洲等地區之數量，以維持市場價格平穩。2014 年雖然卡達供應給亞太的數量減少，但因亞太市場整體的供給仍然增加，故現貨價格持續下跌，顯示卡達 LNG 對市場的影響力已減弱。
- (5) 綜上，2014 年夏季 LNG 現貨價格大跌主要是因供過於求所致。

## 2. 2015 年價格展望

- (1) 亞太地區將有諸多 LNG 開發計畫投產，如：Queensland Curtis LNG、Australia Pacific LNG、Donggi Senoro LNG 及 Gladstone LNG 等，故亞太地區的 LNG 供應將會增加。
- (2) 預期 2015 年亞太地區的 LNG 需求將增加 6%至 191 百萬公噸，其中中國大陸的需求將成長 37%。
- (3) 整體而言，亞太地區的 LNG 需求的成長將會高於供給的增加速度。

## 二、拜會 LNG 供應商 Shell

職利用此次參加太平洋區天然氣年度會議的機會，順道拜會全球 LNG 主要供應商之一 Shell 位於新加坡之亞太地區貿易辦公室 Shell Eastern Tradding (Pte) Ltd.，由其總經理 Mr. Chris Wilshaw 帶領所屬 Ms. Linna Thum 及 Ms. Sarah Khoo 接見，會中雙方除對 LNG 市場交換資訊外，亦對將來台電自行進口 LNG 後雙方的合作方式交換意見。Shell 對台電公司自行進口 LNG 樂觀其成，並願意提供必要的協助，Mr. Wilshaw 在會中亦表達希望能儘速與台電簽訂 MSPA(Master Sales and Purchase Agreement，即現貨採購契約之預約)，以便進行後續的現貨交易。

## 肆、心得及建議事項

- 一、2014 年對 LNG 市場而言是一個變化多端、局勢翻轉的一年。如以 LNG 供需來看，2014 年應是自 2011 年福島核能事故以來，LNG 供需較為寬鬆的一年，在需求方面，亞洲的韓國及印度的進口量大減，歐洲亦沒有起色，而供給方面則有 PNG LNG 的投產，致 LNG 現貨價格在夏季時降至 10 US\$/mmBtu。再加上原油價格自 6 月的高檔持續下跌，使得亞太地區多與油價連動之 LNG 價格亦跟著下滑，再加上天然氣相對於煤炭具有低碳減排的特色，這一波 LNG 價格的下滑是否會造成 LNG 需求的急遽增加，而造成 LNG 供不應求，值得密切觀察。
- 二、日本、南韓、中國及台灣等亞洲主要 LNG 進口國，供應來源多為印尼、馬來西亞及卡達，惟此等地區未來供應有限。過去幾年對亞洲的 LNG 買家來說，澳洲一直是個穩定、可靠的供應來源，近年來，美國頁岩氣盛產，北美 LNG 出口計畫已成為亞洲買家熱衷的對象，雖然目前北美 LNG 出口計畫多位於墨西哥灣區，航程較遠，且須經由巴拿馬運河，故運費較高；另加拿大亦富饒頁岩氣，以船運來看，加拿大到亞洲的航程更短，具海運的優勢，惟其氣田多位於落磯山脈以東，天然氣管輸距離較遠，且又須建造碼頭、儲槽及相關液化設施，天然氣成本較高；此外，毗鄰印度洋的莫三比克、坦尚尼亞等東非國家相繼發現儲量可觀的油氣資源，東非亦成為天然氣出口新貴。這些新興 LNG 供應計畫若均能付之實施，則未來全球 LNG 的供應將可不虞匱乏。然而在最近原油價格大幅下滑的情況下，若原油價格維持在 60 美元/桶以下，則傳統與油價連動的 LNG 長約價格將降至 11 US\$/mmBtu 左右，在如此低價的情況下，這些新興的 LNG 計畫若無法控制其成本，則恐無利可圖，故這些計畫是否能如期宣告 FID (Final Investment Decision) 仍有待觀察。
- 三、2014 年全球共有約 380 艘 LNG 運輸船在航行，以因應快速成長的 LNG 需求，而新訂購的 LNG 運輸船數量，則約有 110 艘左右，這些建造中的船舶將在 2015 年至 2017 年間投入市場，整體而言，LNG 船運的供應尚在未來幾年應屬充裕。2011 年時 LNG 船運市場因供不應求，且短期內加入營運的新船又有限，市場維持高檔，LNG 傭船費率一度高達 150,000 US\$/D，致船東因看好後市，紛紛增訂新船以期增加獲利，到了 2013 年下半年因現貨 LNG 需求疲軟及新船交船量增加，傭船費率一路下滑，至 2014 年中已跌至 US\$60,000/日以下，預期未來幾年因新船訂單仍居高不下，LNG 船噸供給充裕，LNG 船運傭船費率應會維持在 US\$60,000~80,000/D 之間。
- 四、除了 LNG 船舶外，目前正方興未艾的，正是所謂的海上浮動式儲存及氣化設施(Floating Storage and Regasification Unit, FSRU)。FSRU 具有

資本支出較低、施工期較短的優勢，相較於傳統陸上型液化天然氣接收站，FSRU 的工期只要 2 至 3 年(不含環評及報部程序)，而且 FSRU 均在造船廠建造，完工後再以拖船運送至現場，現場施工的部分較少，故不容易遭遇圍廠抗爭的情況，而其缺點為營運規模較小，年營運量多在三百萬公噸以下。由於目前國內的核能政策不明，若未來政府決定全面禁核，而本公司又須在短時間增建燃氣機組，以補電力系統備轉的不足，若陸上接收站在時程上已緩不濟急，則 FSRU 或許是天然氣供應的一種值得考慮的選項。

五、如何採購"價廉"和"可持續的"LNG，已成為亞洲 LNG 進口國一項重大課題。亞洲國家進口 LNG 主要用於發電，而合理的能源價格是經濟健全發展的關鍵因素，LNG 市場競爭越激烈，進口路徑越多元化，越能降低發電成本。

過去亞洲地區 LNG 訂價機制大多與油價連動，未來美國 LNG 加入亞洲市場供應後，引進 Henry Hub 指數連動價格，甚至出現油價連動和 Hub 指數連動的混合訂價機制，買家將會有更多的選擇，市場競爭自由化，簽約條件更具彈性，屆時亞洲 LNG 進口國應會有更合理的價格。然而，因美國 LNG 所採 Henry Hub 指數連動的價格機制須加計運價及液化費用，而自 2014 年下半年原油價格大幅下滑之後，造成亞洲地區與油價連動的 LNG 訂價機制已經不見得會高於 Henry Hub 指數連動之美國 LNG 價格，故有關未來本公司所簽之 LNG 長約應採何種價格機制，仍應視簽約時之原油價格及 Henry Hub 氣價走勢而定。

六、亞洲向來是全球 LNG 最主要的進口國，其 2014 年 1-9 月之進口量已占全球的 74%，除了日本、南韓及台灣等傳統買家外，中國和印度的 LNG 採購逐年增加，另東南亞地區其他國家對 LNG 的需求亦呈快速成長，其中又以中國的進口成長最為驚人。中國的天然氣蘊藏雖然相當豐富，但因地質開採條件較為困難，且起步較晚，其產量的成長遠不及國內需求的成長，致其天然氣進口量(包括 LNG 及管道)逐年攀升，以 LNG 為例，中國自 2006 年才開始進口 LNG，但不到十年，至 2014 年其進口量已超過 2,000 萬公噸，已成為全球第三大 LNG 進口量，僅次於韓國，預期至 2020 年其 LNG 進口將超越韓國，成為全球第二大進口國，未來中國的 LNG 進口勢將影響全球 LNG 的供需，值得密切觀察。除此之外，未來本公司將自行進口 LNG，由於 LNG 合約的數量變化彈性並不大( $\pm 5\%$ )，且均有 take-or-pay(不提貨亦須先付款)義務，然而本公司的燃氣機組又都為中尖峰，用氣量變化極大，無法事先掌握。為確保本公司用氣安全及 LNG 合約的順利執行，本公司應可考慮與中國三大油公司(中石油、中石化及中海油)合作，進行換貨(Swop)或轉售。

七、亞洲地區傳統 LNG 進口國家如日本、南韓及台灣，其中日本天然氣市

場早已開放由電力公司及瓦斯公司自由進口 LNG 及營運接收站，日電如東京電力、中部電力、東北電力、關西電力、九州電力及中國電力等均自行興建接收站並自行進口 LNG；韓國原由國營 KOGAS 公司獨家進口 LNG 再銷售天然氣予全國之政策，亦已於幾年前修正，開放韓國電力公司可自行採購部份天然氣專供發電使用，亦允許 POSCO 煉鋼廠與韓電合建 GwanYang LNG 接收站並自行採購 LNG，顯示韓國面對日益競爭的國際 LNG 市場，亦已逐步推動其國內天然氣市場之自由化。

反觀目前我國天然氣市場仍由中油公司壟斷經營，國內的天然氣價格雖由政府核定，但其訂價基本上係採成本加成法，在市場無競爭機制的情況下，中油公司並無誘因致力於降低成本，價格結構亦無法透明化。從亞洲各國實例與發展趨勢，本公司為國內天然氣最大用戶，用氣量佔全台用氣量 60%，為降低天然氣成本，自行興建接收站及自行購氣確有其必要。

雖然經濟部已於 2014 年 8 月推薦第三座液化天然氣接收站由中油興建及營運，但同時亦已同意本公司可自行進口天然氣自用，並將成立天然氣營運績效管控小組，以監督中油之天然氣營運。為掌控天然氣營運自主權，以降低本公司之天然氣成本，在未能掌控自有天然氣接收站之前，本公司應積極與中油公司洽商利用其現有接收站之代卸輸儲事宜，為自行進口 LNG 預做準備，未來本公司在大潭電廠以外的地區新建燃氣機組時，亦應考量自建接收站，以確保營運自主權。