

經濟部幕僚單位及行政機關人員從事兩岸交流活動報告書

出席「2015 國際液化天然氣上海展」

研提人單位：台灣電力公司

職稱：燃料處副處長

姓名：李博仁

參訪期間：104.03.16-104.03.21

報告日期：104.04.22

(本報告請檢送1式3份)

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「2015國際液化天然氣上海展」	3
(一) 中國大陸的 LNG 發展	3
(二) 海外 LNG 上游項目的商業運作與展望	5
(三) 中國 LNG 產業的發展機遇與挑戰	7
(四) 地緣政治對國際貿易的影響	9
(五) LNG 罐箱模式在國際貿易中的應用	10
(六) LNG 冷能利用經濟價值分析	13
(七) 中國 LNG 船舶產業發展	14
(八) 中國華電集團天然氣發電佈局及展望	16
肆、 心得及建議事項	18

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。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，並與相關業者交換市場資訊及建立關係，有其必要。

2015 國際液化天然氣(上海)展預定於今(104)年 3 月 17~20 日在中國大陸上海市召開，除了中國大陸液化天然氣廠商外，全球 LNG 主要之生產者及消費者均將出席會議，進行 LNG 產業相關資訊之交流，本次會議主要議題包括：(一)中國大陸 LNG 產業概況；(二)全球及區域 LNG 市場；(三)中國大陸與韓國 LNG 燃料船發展；(四)海峽兩岸 LNG 技術研討會。

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

104.03.16—104.03.16 往程（台北—中國上海）

104.03.17—104.03.20 出席「2015 國際液化天然氣上海展」

104.03.21—104.03.21 返程（中國上海—台北）

參、工作內容

● 出席「2015 國際液化天然氣上海展」

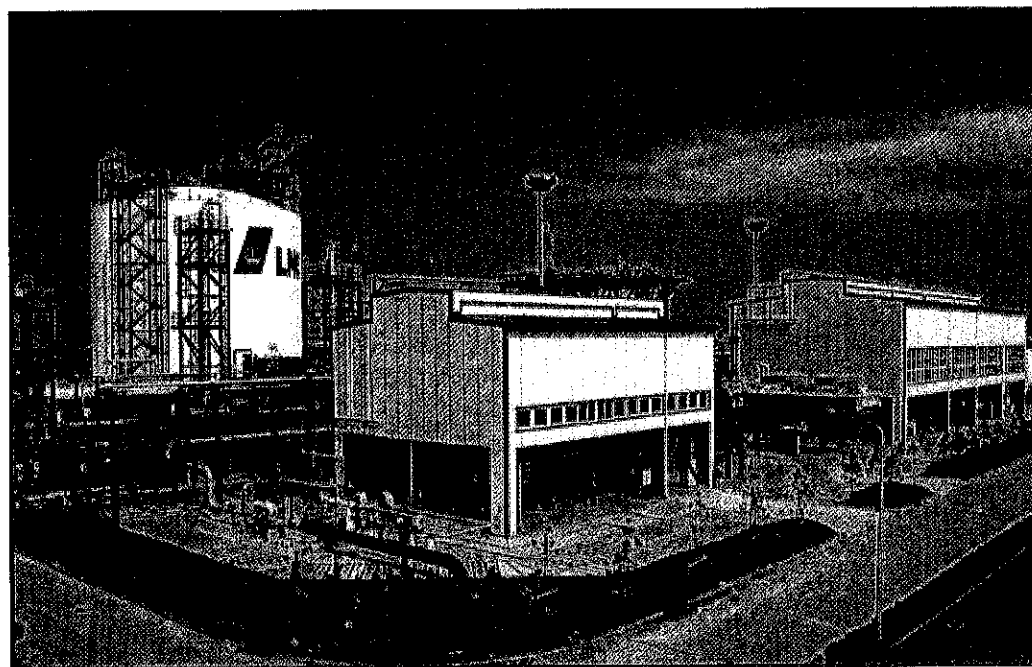
本會議係由中國工程熱物理學會及中國制冷學會主辦，中國工業氣體工業協會液化天然氣分會、台灣經濟研究院、中國土木工程學會燃氣分會及中國城市燃氣協會協辦，並由上海交通大學及中山大學承辦，於 104 年 3 月 17-20 日在中國大陸上海市舉行。此次會議共分為：第四屆中國液化天然氣論壇、第一屆 LNG 國際貿易亞洲論壇、第二屆中國韓國 LNG 燃料船論壇、第四屆海峽兩岸 LNG 技術論壇及 2015 國際液化天然氣上海展五個部分，研討的內容包括：中國大陸的 LNG 發展機遇與挑戰、LNG 冷能利用經濟價值分析、LNG 船舶產業發展、天然氣發電的展望與挑戰等。

以下謹將本次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。)

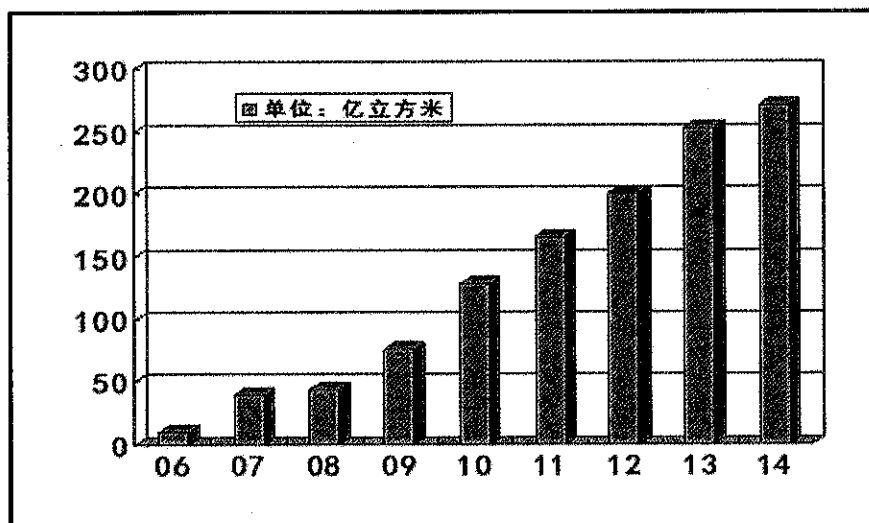
(一) 中國大陸的 LNG 發展

1. 上海燃氣於 2000 年建成液化能力為 10 萬立方公尺/天的調峰液化裝置(如下圖)，是中國大陸第一套天然氣液化裝置，也代表著中國大陸 LNG 工業的正式起步。



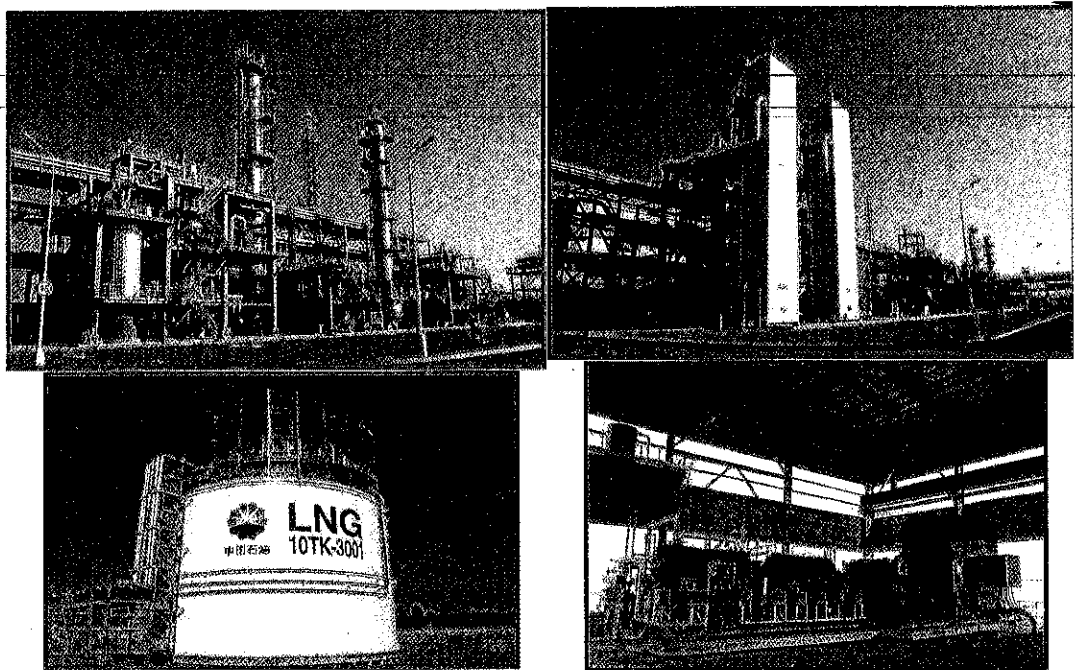
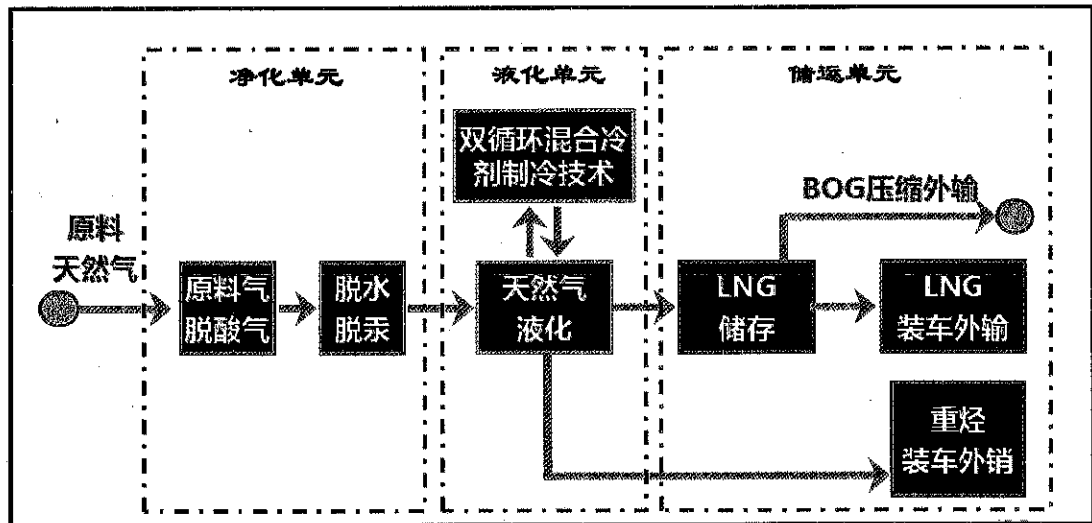
2. 廣東大鵬 LNG 接收站於 2006 年建成，其營運容量為 300 萬公噸/年，是中國大陸第一座 LNG 接收站。而至 2014 年止，中國大陸已建有 11 座 LNG 接收站，如下表所示。其 LNG 年進口量在 2014 年達 270 億立方公尺，已成為全球第三大 LNG 進口國，僅次於日本及南韓。其各年 LNG 進口量如下圖所示。

項目所在地	投產年	處理能力 (萬噸/年)
廣東深圳	2006	670
福建莆田	2008	260
上海洋山	2009	300
江蘇如東	2011	350
遼寧大連	2012	300
浙江寧波	2012	300
河北唐山	2013	350
天津南疆港區	2013	220
廣東珠海	2013	350
山東青島	2014	300
海南洋浦	2014	200



3. 2008 年瀘東中華造船(集團)有限公司承建的"大鵬昊"交船，是中國大陸所建的第一艘 LNG 船，其貨艙容積為 14.7 萬立方公尺，其技術是法國 GTT 專利技術。

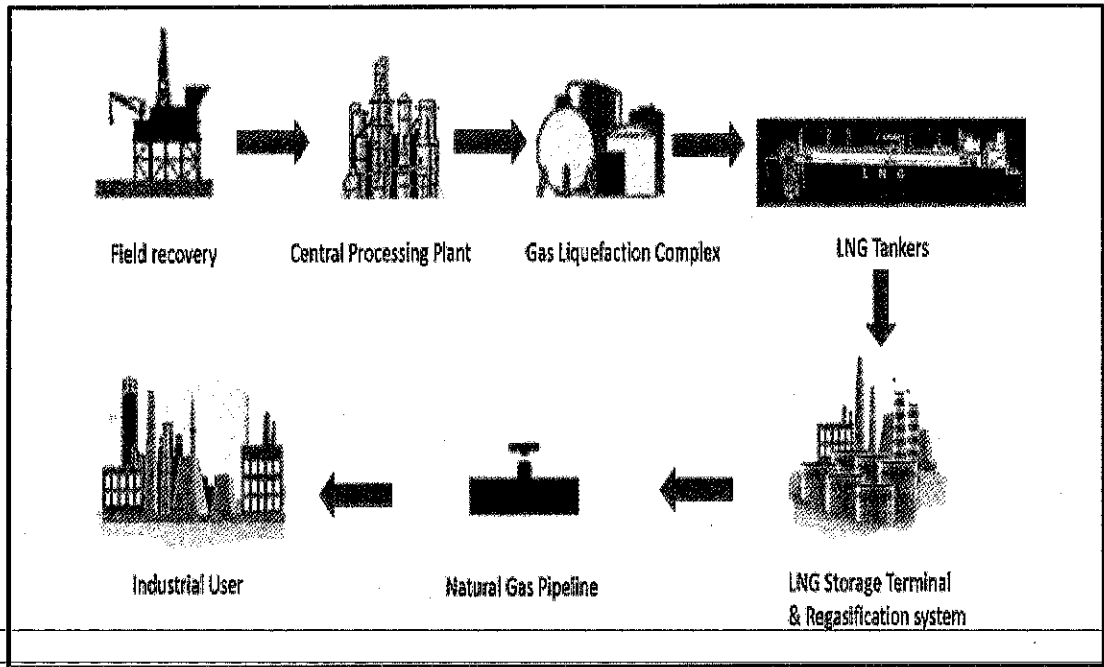
4. 中石油公司山東泰安液化天然氣裝備於 2014 年 8 月 22 日投產，是中國大陸 LNG 產業國產化的第一座 LNG 工廠。



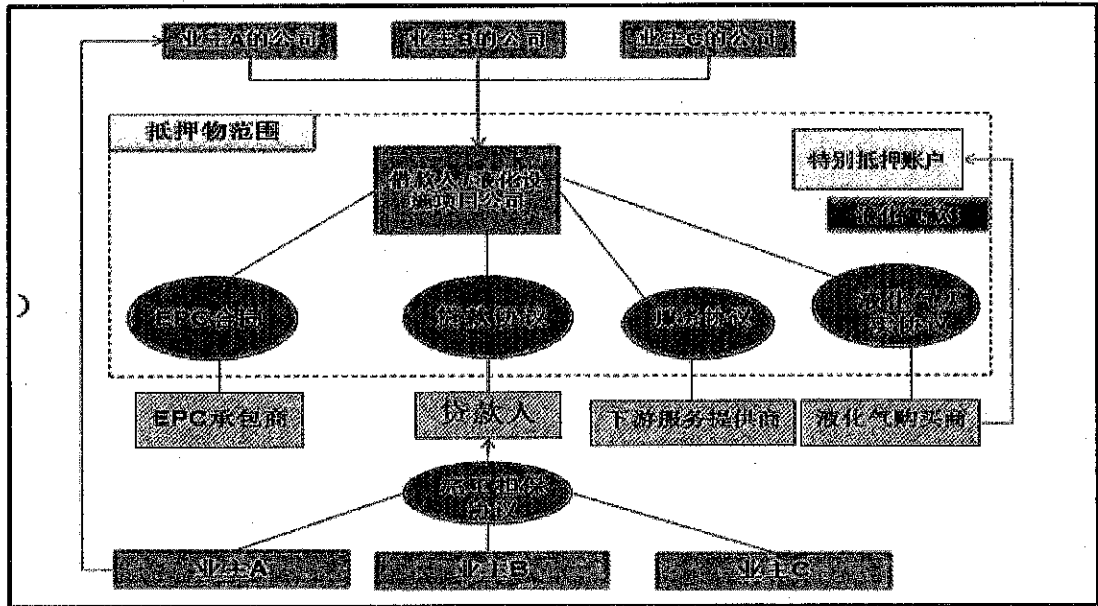
5. 以初級能源結構來看，中國大陸目前仍以煤炭為主，2013 年其佔比高達 67%，天然氣僅佔 5%，相較於同期全球平均能源結構中天然氣之佔比 24%，顯示未來中國大陸天然氣的發展指日可待。

(二) 海外 LNG 上游項目的商業運作與展望

1. LNG 產業鏈包含：上游的天然氣開採、輸送到天然氣的液化、長距離運輸，再到下游的接收站、再氣化設施及天然氣管輸至用戶，如下圖所示。



2. LNG 上游項目的參與方包括：業主和股東(東道國、國有石油公司、國際石油公司、電力/燃氣公司)、金融機構(進出口銀行等出口信貸機構、商業銀行、國際金融公司等多邊國際組織、LNG 買方、EPC 承包商、航運商及其他服務之提供者，典型之上游項目參與結構如下圖所示。

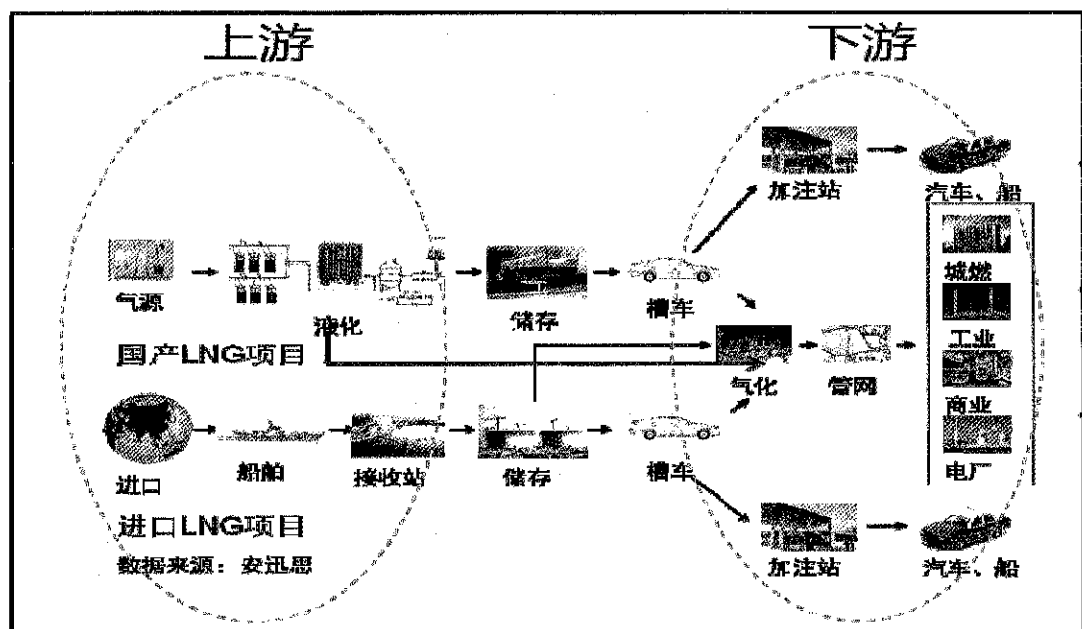


3. 一個 LNG 上游開發計畫是否可行，取決於：未來收入的確定性(價格合理的長期買賣契約、可靠的買家、take-or-pay 的買方義務)、天然氣儲量或氣源的可靠性、當地政府的審批和財稅政策、開發計畫的資金來源(股東出資/銀行貸款)、EPC 合約、未來計畫開支的可控性。

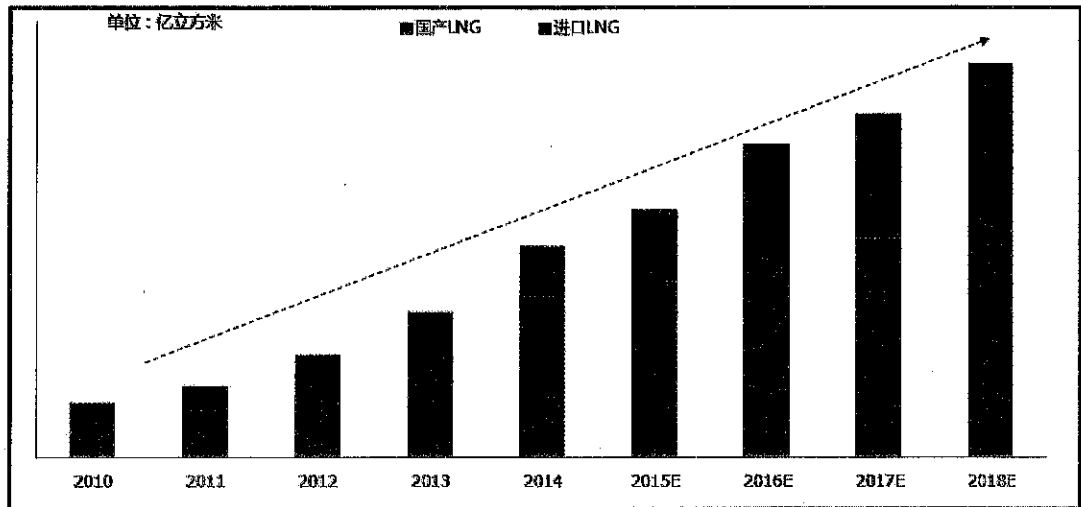
4. 相較而言，LNG 上游開發計畫所面對的風險有：業主的資金與信用狀況、開發計畫可否完成、計畫延遲、計畫超支、LNG 市場變動等。
5. 亞洲 LNG 相關業者在 LNG 上游開發計畫所扮演的角色主要有：長期買賣契約的買方、開發計畫之股東、LNG 航運商、EPC 承包商及其他項目的供應商。依過去的經驗，因為亞洲為全球 LNG 市場最主要的買家，為配合 LNG 上游開發計畫，簽訂了很多長期買賣契約，而為確保開發計畫的利潤，這些長期契約的價格並不低。再者，由於 LNG 上游開發計畫的風險極高，這些計畫往往不能如期完工，導致亞洲 LNG 買家為卸收 LNG 所建之 LNG 接收站設備閒置，且因無氣可供，下游的需求無從滿足。

(三) 中國 LNG 產業的發展機遇與挑戰

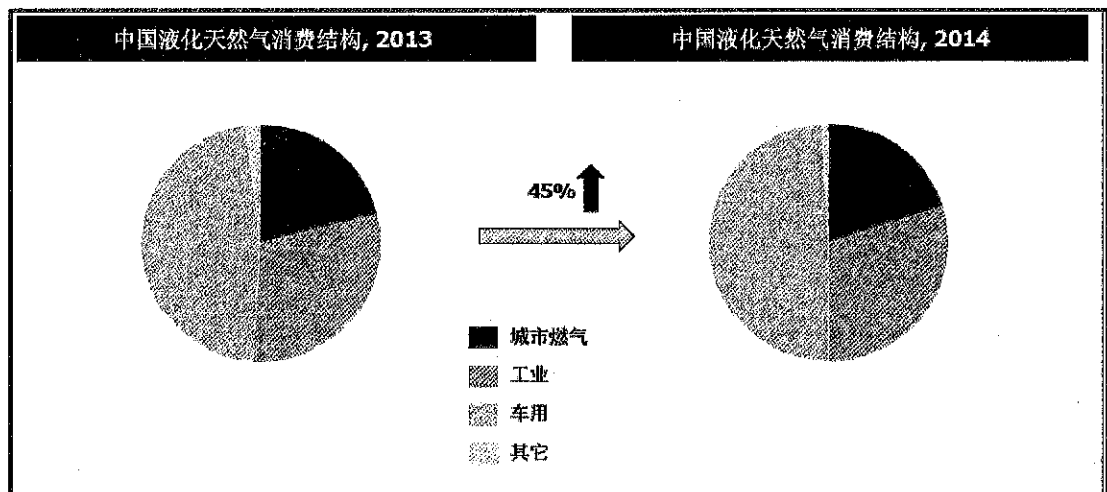
1. 中國大陸的 LNG 產業相較於全球的 LNG 市場有很大的不同，除了因自產天然氣不足以滿足國內市場需求而須進口 LNG 外，由於全國輸氣管線容量有限，為了能將自產天然氣運送至下游客戶，因此國內亦發展出中小規模的國產 LNG 工廠，將自產氣轉化為 LNG，俾以 LNG 槽車運送至下游用戶。有關中國大陸 LNG 市場的上游及下游產業如下圖所示。



2. 展望未來，中國大陸的 LNG 供應因應國內市場快速成長的需求將逐年增加，不過 LNG 產業將以國產 LNG 為主，進口 LNG 為輔，亦即國產 LNG 的數量仍將高於進口 LNG，國產 LNG 不足的數量再以進口 LNG 補充，如下圖所示。



3. 中國大陸國內LNG消費結構主要以車用為主，其次則為工業及城市燃氣，用於發電的佔比極小，此點和台灣80%用於發電的消費結構有很大的不同；展望未來，由於車用LNG的需求增速極大，車用LNG的佔比將由目前的45%逐年提昇至近50%，如下圖所示。

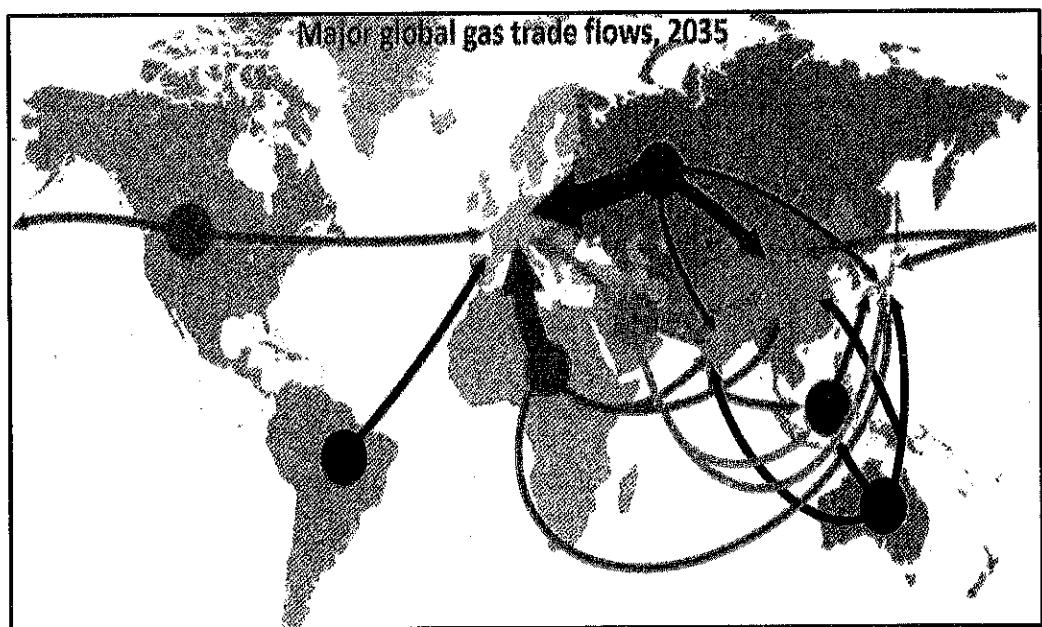


4. 中國大陸未來的LNG政策在市場化方面，將全面開放進口，且氣價將逐步走向市場化定價。而在下游端，未來將加快車船燃料之油改氣及煤改氣進程，以解決中國大陸嚴重的空氣污染問題；至於中游的管線及儲槽設施部分，則將推動公共輸儲(common carrier)機制，並增建基礎儲氣設施，以確保供應安全，並促成良性競爭，以降低用氣成本。
5. 中國大陸LNG下游產業已呈現很多樣化的發展，面對未來，其發展的契機極大，包括：政府節能減排政策的大力扶持、進口天然氣的全面開放、上下游的垂直整合、煤改氣及油改氣的推廣、交通領域的發展潛力十足及資金充沛等。不過，相對而言，其發展亦遭遇到

一些瓶頸，例如：政策扶持力度不足、國產氣源價格不合理、原油價格下跌致氣價之競爭力減弱、車用改氣可能會面臨政策阻礙、市場環境變動快致業者因應不及...等。

(四) 地緣政治對國際貿易的影響

1. 依據 2012 年 IEA 之報告，美國天然氣產量將於 2015 年超越俄羅斯，能為全球最大的天然氣生產國，未來將成為天然氣出口大國，屆時全球天然氣貿易市場結構將翻轉，LNG 市場將成為買方市場。
2. 2013 年起天然氣市場進入了戰國時代的合縱連橫，以日本為首的天然氣輸入國希望能串連印度及新加坡成立天然氣輸入國集團，天然氣輸出國則以俄羅斯為首成立了天然氣輸出國聯盟(CECF)。
3. 2014 年 3 月因俄羅斯出兵烏克蘭、馬航遭擊，導致聯合歐美制裁俄羅斯，重創了俄羅斯的經濟狀況，再加上原油價格下跌，俄羅斯的天然氣開發被迫作出調整，遠東地區的 LNG 開發計畫已延遲，供應歐洲的另一條路線 South Stream 已暫停，唯為求突破困境，俄羅斯政府大力鼓勵國內天然氣企業出口 LNG，並向亞洲銷售天然氣，目前洽談中的國家有中國大陸、日本、韓國及印度。
4. 預估至 2035 年全球主要的天然氣貿易流向如下圖所示。



5. 2013 年國際能源總署 IEA 的報告認為亞洲天然氣交易中心的建立有助於增加亞洲市場價格彈性，擺脫亞洲溢價。依據 IEA 的評比(如下圖)，在新加坡成立亞洲天然氣貿易中心佔有較大優勢。然而中國大

陸將超越日本成為最大的天然氣進口國，且同時有管道氣(PNG)和液化天然氣(LNG)的進口，再加上自產氣亦相當充沛，且其國內氣價機制亦已逐漸市場化及自由化，中國大陸成為亞洲天然氣貿易中心的優勢並不比新加坡差，故未來亞洲天然氣貿易中心是否能成立？在何處設立？均有待進一步觀察。

制度/結構條件	中國	日本	新加坡	韓國
政府干預	-	-	+	-
運輸與商業活動分離	-	-	+	-
批發價格去管制	+/-	+	+	-
充足的管網及公平使用權	-	-	+	-
市場參與者多寡	+	+	+/-	-
金融機構的參與	-	+/-	+	-

(五) LNG 罐箱模式在國際貿易中的應用

1. 罐箱的全稱為罐式集裝箱，其英文為 ISO Tank Container，係液態罐製作成貨櫃的尺寸規格，以利於運送，是一種符合國際公約的標準化罐式儲運工具，已是國際公認的安全、環保、便利的液體貨物運輸方式。依據國際海運危險貨物規則(IMDG)，LNG 罐箱的分類歸屬於 T75：適合裝運冷凍液化氣體類。其外觀如下圖所示。



2. LNG 罐箱在運輸、儲存與銷售方面均有其特點(如下圖所示)，分述如下：

(1) 運輸方面：

LNG 罐箱可部分替代管線，在天然氣輸氣管線尚未鋪設的地區以貨櫃車或火車將 LNG 罐箱直接運到終端客戶或集散地；而在長途海運方面，LNG 罐箱可以貨櫃輪運送替代專門的 LNG 運輸

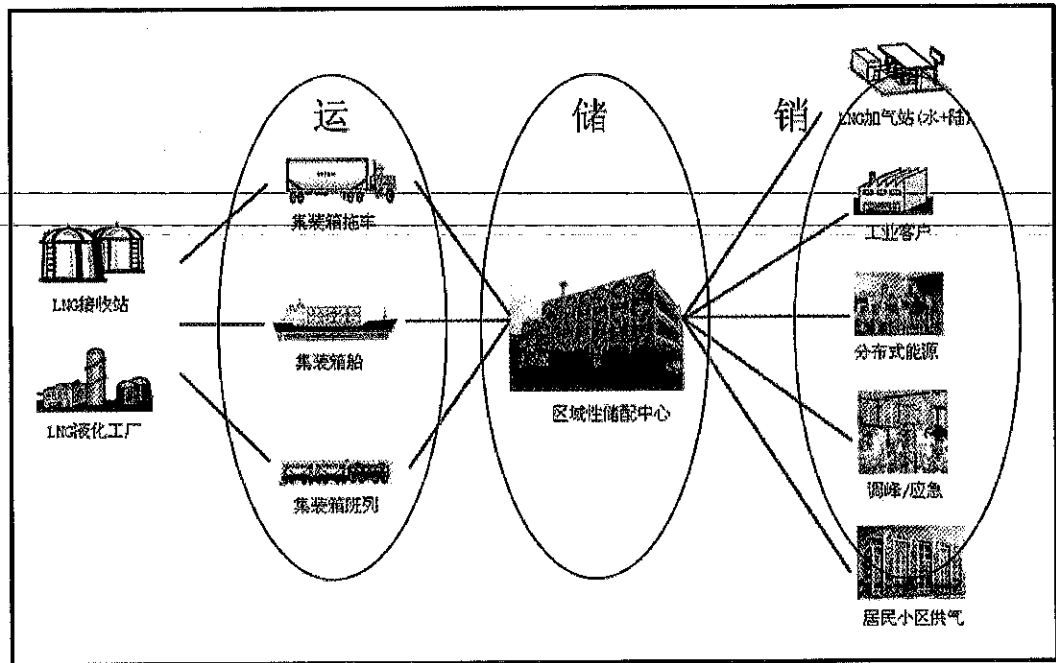
船，且不須建造接收站以卸收 LNG。

(2) 儲存方面：

LNG 罐箱可替代裝港和卸港的大型 LNG 儲槽，亦可直接做為客戶之儲罐，直接放置在加氣站/分佈式能源現場。

(3) 銷售方面：

LNG 罐箱可以換罐模式將罐箱做為標準的銷售單元，實現統一銷售/採購，可實現儲運調度及罐箱/車輛的安全監控。



3. LNG 罐箱相較於一般的 LNG 槽車(即油罐車)具有使用壽命長(25~30 年，槽車一般為 8~10 年)、安全標準高(壓力容器證書及船級社證書)、可以陸海或公鐵聯運、適合國際運輸等優點，但其造價會比槽車高且其載運量比槽車略低 1~2 噸，但 LNG 罐箱具有槽車沒有的儲銷價值，所以值得推廣。
4. LNG 罐箱做為海上長途運輸用途與傳統 LNG 運輸船的比較如下表所示。

	比较项目	LNG运输船模式	LNG罐箱模式
经济性	固定资产投入	专用码头、岸罐	公共集装箱码头
	固定资产投入	专用LNG运输船	公共班轮，可混装
灵活性	装卸港口	固定航线、固定港口	任意集装箱港口
	运输数量	最低启运量大	一罐启运，自由增减
	装卸效率	低，船等货/货等船	高，随装随运，随到随走
安全性	LNG装卸次数	两装两卸	一装一卸
	充装损耗	有损耗	全程密封，一罐到底
适用性		单一客户用量大 客户集中 年销量30万吨以上	- 建岸罐受限 - 市场量小于30万吨 - 客户分散的，开发初期的 - 需要门到门服务的

5. LNG 罐箱做為儲存用途與傳統固定式的 LNG 大型儲槽的比較如下表所示。

	比较项目	固定罐	罐箱儲配中心
经济性	建设成本	高，土地/固定资产投资	低，只需堆场
	运维成本	高，管理复杂	低，管理简单
效率	投产周期	审批多、手续杂、建设慢	短，可以快速投产
	配送效率	低，需要LNG装卸	高，直接换罐
灵活性	储存容量	固定容量	可多可少，灵活增减
	分散/移动性	固定设施无法移动	随时转移，抗灾/国防机动性强
安全性	充装风险	大，频繁充装，土地沉降	小，不充装
	堵库风险	有，车等罐/罐等车	无，即卸即走

6. 以 LNG 罐箱做為 LNG 的儲配中心可以解決以下幾個問題：

- 庫存問題：
實現儲備功能，避免惡劣天氣、交通事故影響、更快、成本低
- 效率問題：
只換罐，不裝卸 LNG，減少兩端裝卸貨時間，避免站等氣/氣等站問題，亦可提高車輪和罐箱利用效率
- 安全問題
長途運送和市內配送車輛分開，減少長途跋涉安全隱憂，且罐箱在儲配中心集中管理，統一安全檢查，不會影響加氣站之營

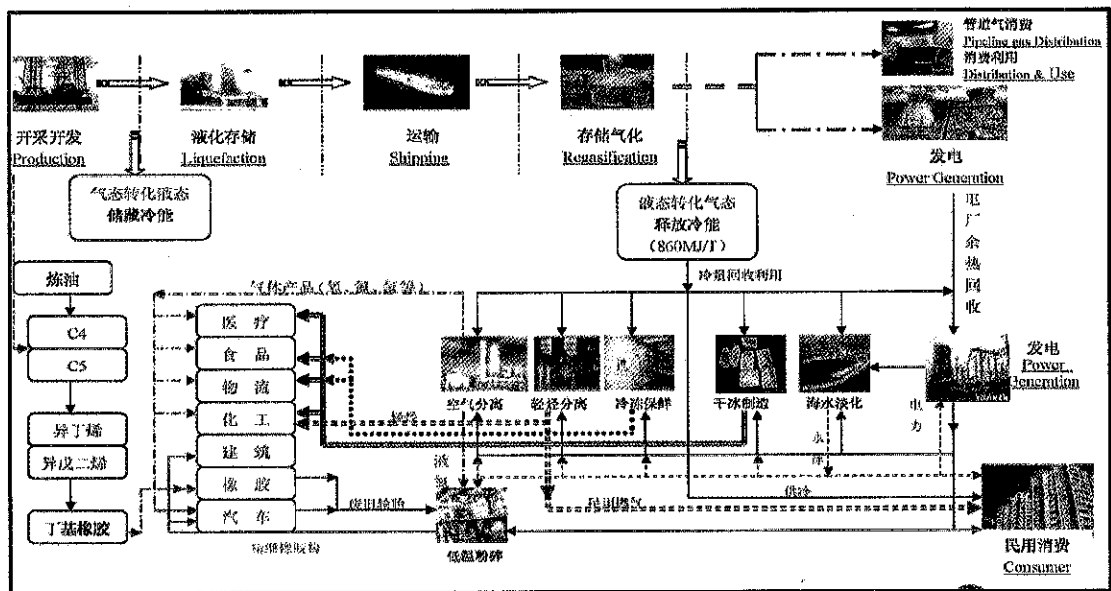
運，另罐箱以先進先出原則處理，可保時最佳存放時間。

➤ LNG 交易

通過儲配中心和電子商務平台可以實現異地換貨，減少不必要的物流，並減少儲庫重複建設。

(六) LNG 冷能利用經濟價值分析

1. 當 LNG 在接收站由液態氣化後，會釋放出 860 MJ/噸(包括氣化顯熱及潛熱)的冷能。而所謂的冷能利用則是指常壓低溫的 LNG 氣化為高壓常溫的天然氣時，利用 LNG 與周圍環境(如空氣、海水)之間的溫度與壓力差回收儲存冷能並加以利用。
2. 一般冷能的利用方式可分為直接利用與間接利用兩種，冷能直接利用的種類有：冷能空分(空氣分離)、冷能發電、海水淡化、輕煙回收、液化二氧化碳和乾冰...等，冷能的間接利用(利用空分產品如液態氮、液態氧、液態氫)方式則有：低溫粉碎、冷庫、化工利用、冷凍乾燥、建築降溫空調、低溫養殖及栽培...等。如下圖所示。

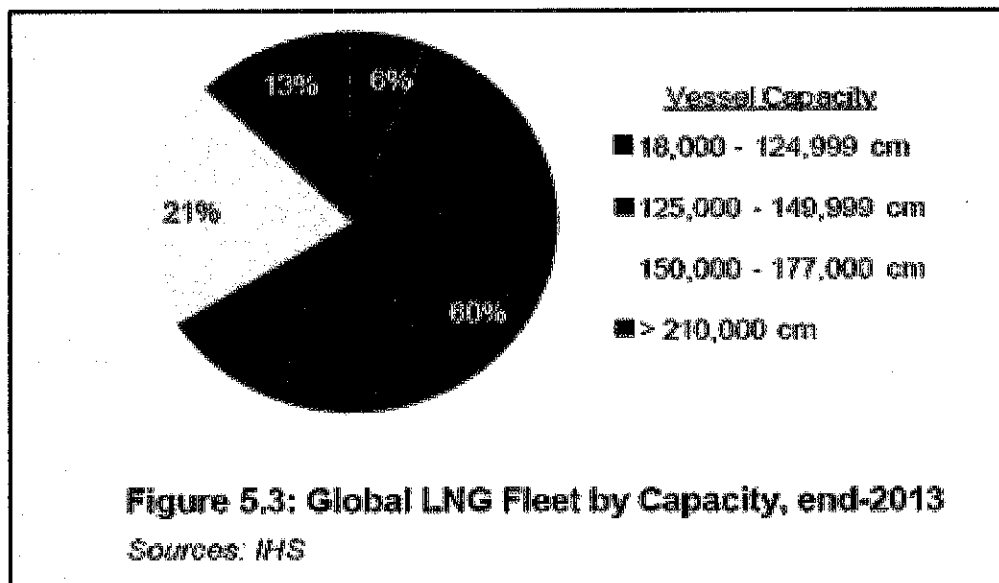


3. 由於 LNG 氣化所產生的冷能是氣化過程必然的產物，一般 LNG 接收站係以海水或空氣進行熱交換而後直接排入海中或大氣裡，故如能有效利用冷能，除可增加接收站營運效益外，又可達到節能減碳的效果，值得大力推展。
4. 由於接收站的氣化量會隨下游的用氣需求而變動，且接收站的週邊建設環境亦有其限制，LNG 接收站的氣化需求和冷能需求在時間和空間上很難同步，因此不易實現 LNG 冷能的最大化利用。目前全球

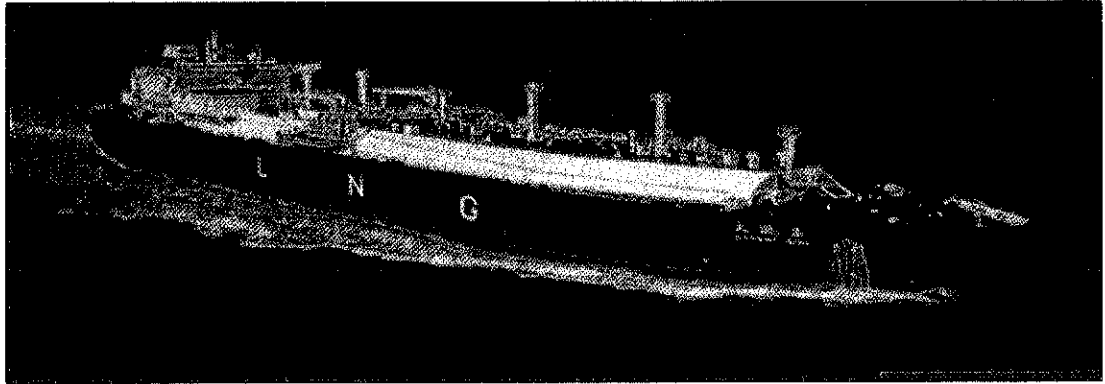
LNG 接收站冷能利用率最高的是日本東京灣根岸接收站，其利用率可達 43%，冷能利用的方式有冷能空分、冷能發電、液體二氧化碳及乾冰、深冷倉庫等。一般 LNG 接收站的冷能利用率都不超過 20%。

(七) 中國 LNG 船舶產業發展

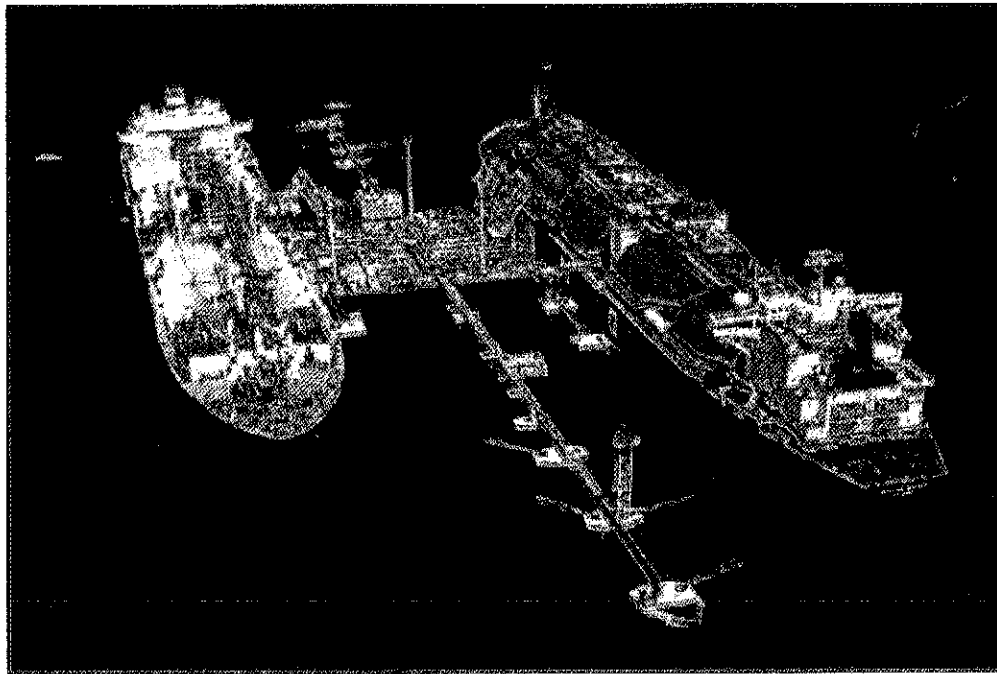
1. 截至 2013 年底，全球共有 LNG 運輸船 357 艘，其中 73% 採用薄膜技術(membrane type)，其餘的 27% 則為 Moss 船型(註：即為球罐形式)。357 艘 LNG 船舶中 60% 的運載量在 12.5~14.9 萬立方公尺之間，另 21% 的運載能力則在 15~17.7 萬立方公尺之間，且其增長速率較快，而運載量超過 21 萬立方公尺的大型船則佔總數的 13%，如下圖所示。

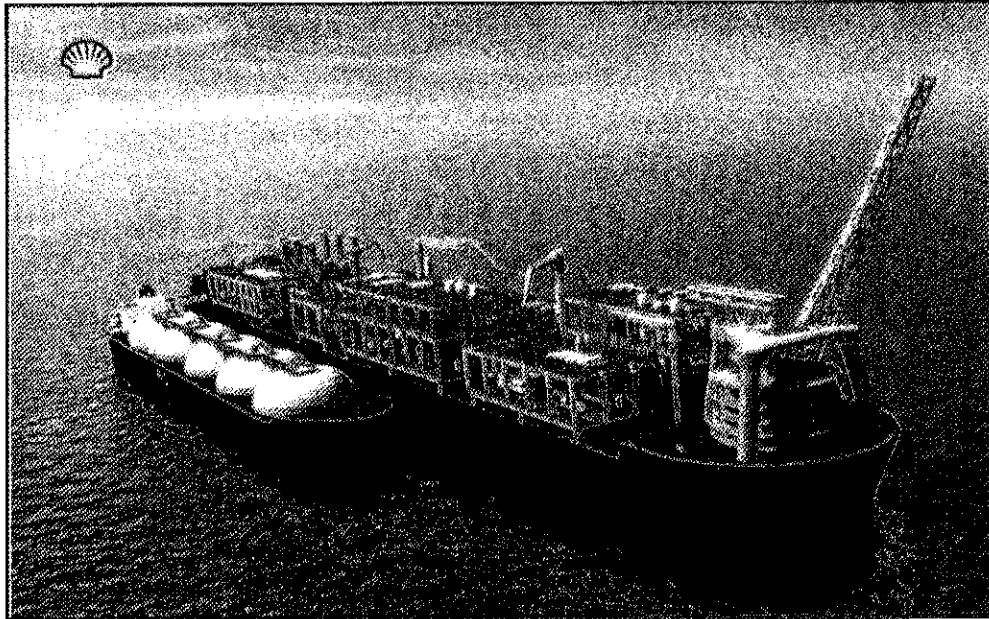


2. 目前主要的 LNG 船舶造船公司有韓國大宇造船和船舶工程公司、韓國現代重工集團、韓國世騰船務公司、日本川崎重工株式會社、日本三菱重工及中國瀘東中華造船公司等。
3. 中國大陸首艘自建的 LNG 船舶“大鵬昊”(如下圖)於 2004 年 12 月在中國瀘東中華造船公司開工建造，並於 2008 年 4 月交船。截至 2014 年底止，中國大陸已成功建造 6 艘載運量 14.7 萬立方公尺的 LNG 船，並已具備建造 17.5 萬立方公尺容量薄膜型 LNG 運輸船的能力。目前正在建造中的 LNG 運輸船有 10 艘，將於 2014 年底陸續交船。



4. 以中長期發展趨勢來看，在 2017 年前全球新增的 LNG 開發計畫需要 LNG 運輸船(16 萬立方公尺容量)約 74~94 艘，長期而言，全球仍有很多新的 LNG 開發計畫，特別是北美和非洲地區，若這些項目均可如期投產，則 LNG 運輸船新增需求最高可達 604 艘，除此之外，近幾年 FSRU (Floating Storage and Regasification Unit，如下圖)、FLNG (Floating LNG，如下圖)及小型 LNG 運輸船的發展亦相當快速，故未來 LNG 運輸船造船市場榮景可期。





(八) 中國華電集團天然氣發電佈局及展望

1. 中國大陸之電力主要以燃煤為主，天然氣發電的佔比並不高，以裝置容量而言，在 2014 年燃氣機組裝機容量約 55.67 GW，僅達中國電力總裝機容量的 4.09%；若以發電量來看，因天然氣價格較高，其發電成本相較於燃煤高出甚多，故燃氣發電多用於尖峰發電，其發電量佔比更低，在 2013 年僅佔總發電量的 2.14%。
2. 由於燃氣機組發電成本比較高，故中國大陸燃氣機組主要分佈在東南沿海、長江三角洲、環渤海等東部經濟較發達、電價承受能力較強的地區。
3. 截至 2014 年底，中國大陸的燃氣機組主要由中國華電、華能、大唐、國電及中電投等五家發電集團及中海油氣電集團掌控，其燃氣總裝置容量達 25.87 GW。
4. 由於中國大陸的電網已市場化，而燃氣機組之發電成本較高，故其上網電價均採用"一廠一價"，甚至"一機一價"的方式，部分地區的地方政府會給予相應的財政補貼政策。
5. 因天然氣價格較高，導致燃氣發電成本居高不下，故要求的上網電價相較於燃煤發電高，競爭力並不足，導致燃氣發電業者面臨有氣無電可發處境，嚴重影響企業獲利能力；除此之外，因為天然氣的供給不穩定，有時也會發生要發電時無氣可用的情況，影響機組運轉時數和企業獲利。

6. 燃氣機組具備運轉起停靈活、啟動成功率高、調峰範圍廣、發電效率高、建設周期短及佔地面積小等優點，且其污染排放相較於燃煤發電低出甚多，故中國大陸國務院大氣污染防治行動計畫中已規劃發展天然氣分佈式能源項目及天然氣調峰電站，但原則上不再新建天然氣發電項目，亦即在中國大陸天然氣發電仍將做為尖峰發電之調峰用途。

肆、心得及建議事項

- 一、中國大陸的 LNG 產業和台日韓等國的 LNG 市場有很大的不同，在上游方面，其國內 LNG 的供應中有一半以上係為在天然氣產氣區將天然氣液化為 LNG，以利以 LNG 槽車運送至終端用戶的自產 LNG，而台日韓等國則均為自國外進口的 LNG；而在下游端，其 LNG 用戶主要為車用，其次才是工業及城市燃氣，用於燃氣發電的比例極小，反觀台灣，進口之 LNG 80%以上係用於發電。
- 二、從中國大陸的 LNG 產業來看，LNG 做為車船燃料有很大的發展潛力，相較於使用汽柴油，以 LNG 做為燃料可大幅改善空氣污染，減輕中國大陸霾害的問題，台灣的空氣污染雖然沒有中國大陸那麼嚴重，但 PM 2.5 含量亦逐年提昇，亦有必要推動車船改燃 LNG 來解決空污問題，故中國大陸 LNG 產業的發展值得台灣借鏡與學習。
- 三、LNG 罐箱(即 LNG 罐式貨櫃)正開始在中國大陸發展，雖然 LNG 罐箱的供氣量較小，並不適於發電用途，惟 LNG 罐箱可以一般的貨櫃車或火車運送，相較於傳統的 LNG 槽車，在營運更有彈性，且因有國際的安全規範更為安全。台灣未來若欲發展車船改燃天然氣，以 LNG 罐箱做為加氣站的儲槽應是可以考慮的一種選擇。
- 四、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，亞太地區進口之 LNG 相較於歐美地區有所謂的亞洲溢價(asia premium)，近年來由於新興的 LNG 開發計畫逐漸商轉，再加上亞洲地區的 LNG 需求成長有減緩的趨勢，LNG 市場逐漸變成買方市場，且亞洲各國目前正研議成立亞洲天然氣貿易中心，以增加 LNG 的價格彈性，以擺脫亞洲溢價，以近期的發展來看，在新加坡或中國大陸成立的機會較大，其未來的發展值得觀察。
- 五、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 或許是天然氣供應一種值得考慮的選項。FSRU 即為海上浮動式儲存及氣化設施(Floating Storage and Regasification Unit)，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 係在造船廠建造，完工後再以拖船運送至現場，現場施工的部分較少，較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。

六、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。由於天然氣相對於煤炭具有低碳減排的特色，中國大陸自 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)甚至中國的民間業者合作，進行換貨(Swop)或轉售，以確保天然氣的穩定供應。

七、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低檔。

八、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，而中國大陸目前營運中的 11 座 LNG 接收站雖係由三大油公司擁有及營運，但亦已允許開放給其他民間業者使用，顯示天然氣市場之自由化已是大勢所趨。

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。