

出國報告（出國類別：實習）

## 參加2024年 PETRONAS 舉辦之 「PLNGC 2024」液化天然氣課程

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：張景暘 燃料處採購專員

派赴國家/地區：馬來西亞

出國期間：113年12月1日至113年12月7日

報告日期：113年12月23日

# 報告內容

## 目錄

壹、出國緣起與任務-----	1
貳、出國行程-----	2
參、工作內容-----	3-20
肆、心得與建議-----	21

## 壹、 出國緣起與任務

- 一、配合政府增氣減煤能源政策，本公司已積極規劃興建燃氣機組。為確保燃料供應穩定及提升對燃料成本之掌握度，台中及協和燃氣發電計畫規劃採自建液化天然氣(Liquefied Natural Gas, LNG)接收站，以自購 LNG 供氣，其中協和計畫以浮動式 LNG 儲存氣化設施(FSRU)作為臨時供氣方案，未來通霄二期與台中二期燃氣發電計畫亦於台中接收站完成後亦規劃自購 LNG 供氣。
- 二、本課程係由馬來西亞國營石油公司旗下之液化天然氣公司 **Petronas LNG Sdn. Bhd.**主辦，該公司為國際天然氣產業重要的供應商及進口商，於全球供應鏈中對於氣源探勘、生產方法、商業模式及 LNG 液化廠等相關設施相當了解。其課程內容涵蓋 LNG 上、中、下游產業，包括介紹 LNG 之組成成份、生產、液化廠製程相關設施、船運、LNG 商業模式探討、合約架構、價格協商及目前市場發展等。因該課程提供 LNG 產業鏈良好的介紹，現為 LNG 產業中熱門的課程。
- 三、參加本課程除可瞭解國際 LNG 上、中、下游產業之實際運作情形，亦可建立國際 LNG 供應鏈並與產業建立連結，對本公司未來進行 LNG 自主採購、天然氣燃料相關成本掌握及採購投資規劃有所助益。

## 貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
113 年 12 月 1 日	台北→馬來西亞	往程
12 月 2 日~12 月 6 日	馬來西亞	參加 PETRONAS 舉辦之「PLNGC 2024」液化天然氣課程
12 月 7 日	馬來西亞→台北	返程

## 參、 工作內容

此次出席參加 PETRONAS 舉辦之「PLNGC 2024」液化天然氣課程，謹將課程內容整理為三大主題：

### 一、近期國際 LNG 市場變化概述

- (一)2024 年迄今
- (二)過去 10 年趨勢
- (三)2026 年後趨勢

### 二、中、上游 LNG 供應鏈

- (一)LNG 供應鏈概述
- (二)LNG 產業模式
- (三)天然氣探勘及生產
- (四)天然氣處理及液化
- (五)運輸

### 三、LNG 購售合約(Sales and Purchase Agreement, SPA)

- (一)購售合約之訂價
- (二)主要條款及市場變化

## 一、近期國際 LNG 市場變化概述

### (一)2024 年迄今

亞洲地區 LNG 需求量受到夏季炎熱氣候影響而有明顯支撐，相較於過去 5 年，日、韓、台灣、中國大陸及其他亞洲地區夏季期間進口數量皆有所上升。對未來 LNG 需求，電力產業從燃煤轉向天然氣將成為市場成長的主要驅動力，市場供應緊張之情形恐將略為持續。此外，2025 年 1 月俄羅斯將停止經烏克蘭管道運輸天然氣，歐洲天然氣價格或將面臨上漲壓力。惟長期而言，受宏觀經濟情勢影響，LNG 需求下滑的整體趨勢仍持續存在。

### (二)過去 10 年趨勢

LNG 的價格走勢具明顯的週期性，油價連動斜率隨著日本福島事件導致國際用氣需求上升上漲，並激勵對 LNG 計畫的大量投資浪潮。過去 10 年以來，LNG 計畫相繼通過預先投資計畫決定(Pre-Final Investment Decision, Pre-FID)，預期市場供應上升導致油價連動斜率逐年下滑，於 2020 年新冠疫情發生期間封鎖管制導致需求量大幅下降。2021 年美國積極投入 LNG 計畫並簽署供應合約後，市場中以 Henry Hub(HH)指數計價之比例明顯提升。俄烏戰爭的爆發使國際更加關注能源安全，歐洲將從俄羅斯管道氣轉向 LNG 後推升油價斜率再度上漲，並於 2023 年開始出現疲軟下降至 12%左右。

### (三)2026 年後趨勢

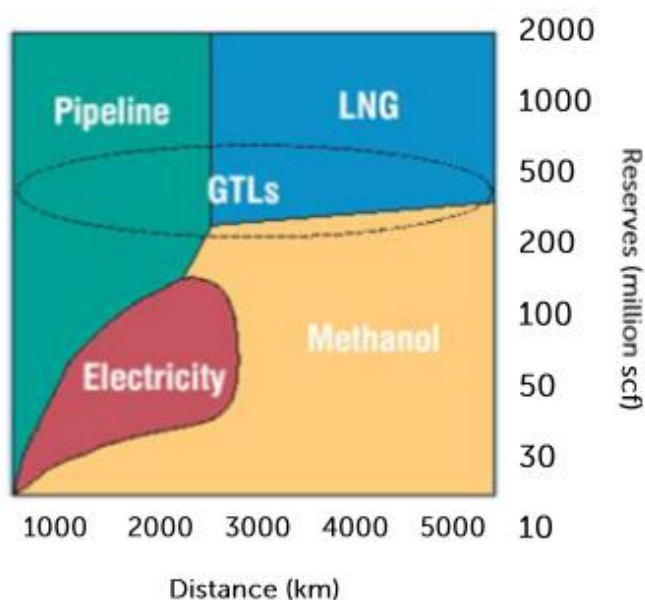
預計 2026 年後，一波新的 LNG 供應計畫上線營運將開始緩解當前的市場緊張狀況，即強勁的 LNG 計畫通過 FID 後供應可能將超過國際進口需求。雖然新建計畫的液化產能，部分受工程影響仍面臨延宕(如 Rovuma、Golden Pass 等)，預計自 2029 年至 2030 年市場將開始出現供過於求，即 LNG 市場將進入價格疲軟之市場週期。即使亞洲市場繼續轉向天然氣仍需要簽署更多 LNG 合約，長期合約價格終將面臨下跌壓力。

## 二、中、上游 LNG 供應鏈

### (一) LNG 供應鏈概述

隨著全球人口逐年增加、科技發展所需電力需求增長，天然氣能源成為未來實現低碳現今最高效的過渡燃料。太陽能 and 風力發電量易受氣候影響無法全天候穩定供電，即使於熱帶氣候地區，再生能源發電仍具有間歇性和不可預測性。因此，伴隨再生能源的發展，天然氣仍被視為最潔淨的化石燃料及基載能源的供應來源，在全球能源轉型過程中扮演重要角色。

一般而言，燃燒每 mmbtu 的化石燃料所產生 CO<sub>2</sub> 排放量，燃煤約 95 公斤，燃油約 70 公斤，天然氣約 55 公斤為最低。天然氣之組成，為烴類甲、乙、丙、丁、戊烷及非烴類混合物如氫、水、CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S、Hg 等。天然氣可運送範圍如下圖 1，國際間長距離天然氣輸送以管道氣或 LNG 船運為主。以東南亞國協而言，尚缺乏完整管道網絡連結的情況下，將大量天然氣跨洋從一地點送到達另一地點最經濟的方式即將其液化為 LNG，LNG 體積約為同量氣態天然氣體積的 1/600，重量為同體積水的 45%左右。



Alternative Methods For Gas Exploitation (D.L.Yakobson 2002)

圖 1：各類能源傳輸範圍

國際間 LNG 供應鏈從天然氣生產、液化、運輸、再氣化等流程概述：

### 1. 生產及液化：

從上游開發氣田開始，一 LNG 計畫在鑽井探勘測量蘊藏量，評估符合經濟價值後投入開發。氣田生產之天然氣在進入液化程序前，須先脫去 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub>、水、Hg 等雜質，液化過程經熱交換程序將天然氣降溫至-162°C 成為液態，經冷脫氮裝置降低氮含量後以液態方式儲存。

### 2. 儲存及運輸：

前述脫除之 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 可經由熱氧化器加熱處理，後續所存放之天然氣即可供應當地設施使用，其液化設施可回饋提供該儲槽之飼氣及製冷來源。LNG 在海上運輸溫度仍須維持在-162°C，以避免大量氣化損失，故 LNG 船艙係以特殊絕熱材質製成，艙內 LNG 蒸發氣(Boil Off Gas, BOG)可供船舶引擎使用及再液化儲存。

### 3. 再氣化：

船舶將 LNG 卸載後，LNG 仍儲存在卸貨港儲槽中，並可分裝至油罐車或駁船運送至未連接天然氣管道之地區，或於氣化設施以氣態形式透過長距離管道輸送分配給消費者滿足用氣需求。

## (二)LNG 產業模式

氣田開發計畫屬大型設施專案，通常會在投入更多資源前採階段決策流程。由初期選定計畫之可行性研究、前端工程設計、EPC 工程總承包及試營運，到最後商轉階段，隨著對環境影響由顯著逐漸降低轉於穩定，財務支出卻逆勢逐漸高漲，因此計畫初期之評估與決定攸關最後是否良好投報回收甚鉅，良好的風險管理對確保投資計畫成功至關重要。LNG 產業係由相互關聯的商業合約組成的複雜網絡，LNG 廠約可簡易分為商業營運模式(圖 2)及代工營運模式(圖 3)。商業營運模式係由 LNG 廠向上游氣田購氣，液化後銷售 LNG 予終端用戶；代工營運模式則由氣田擁有者付費委託 LNG 廠代工液化後，再銷售 LNG 予終端用戶。

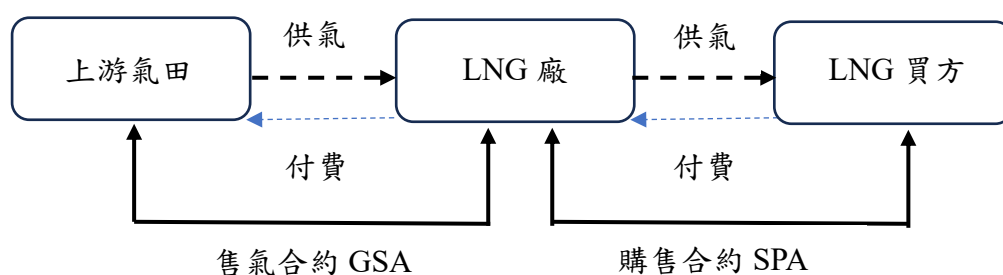


圖 2：LNG 廠商業營運模式



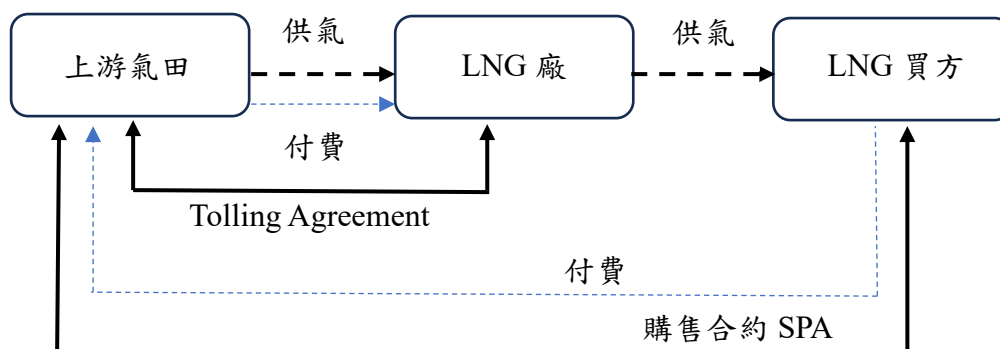


圖 3：LNG 廠代工營運模式

LNG 銷售來源有 4 種類型，分別來自 LNG 供應計畫、國際投資組合公司、國有油氣公司和交易/金融機構，簡述如下：

LNG 銷售商類型	銷售 LNG 方式
LNG 供應計畫	1. 由計畫之合資公司向第三方銷售生產量，或由 LNG 計畫參與者購買計畫產量再轉售。 2. LNG 計畫參與者或將競爭計畫產量之份額。
國際大型油氣公司 (Portfolio 投資組合型)	從多個來源購買、提取 LNG 然後轉售給第三方。
國有油氣公司	與本國一至多項 LNG 計畫簽訂供應合約。
貿易商/金融機構	貿易商及銀行可能會投機性地購買貨氣，然後加價轉售。交易量通常活躍於現貨市場，且逐漸在供應鏈中建立短約、長約供應量。

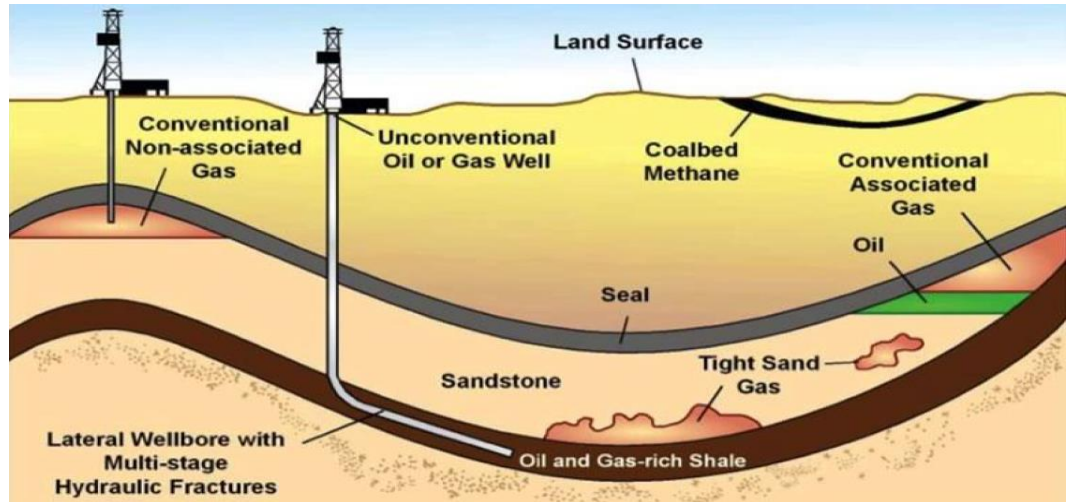
表 1：LNG 銷售商類型及銷售方式

### (三) 天然氣探勘及生產

#### 1. 探勘(Exploration)

計畫營運商收購一地區並獲得投資份額後，即展開探勘以瞭解存有油母質之地層(Oil and Gas-rich Shale)所產出石油的成分，並估算出油與天然氣之比例。油母質經生物及化學作用轉換為原油，再經長期地熱加溫後裂解產生天然氣，油氣在地層中若遇封阻匯集後則形成儲油岩層，其上方滲油性低之地層，如泥岩、頁岩、或碳酸鹽類之蒸發鹽岩等，即成為油氣良好之蓋層(Seal)如下圖 4。地質探勘需先調查地層特性及油氣蘊藏情況，考量是否為儲油氣之優良環境、具適當蓋層結構條件以利開採。探測過程相當複雜且耗時，整個流程至少需一年左右

的時間，營運商可藉由地質學家透過如地震波測勘等地質物理技術所蒐集的聲波資料，研判該區塊是否有油氣蘊藏？是否具商業化效益足以進行後續開發？再據以勘定井位鑿井。因此，在真正進行探勘之前，應進行適當的計畫測量研究及篩選，以最大限度地減少資金投入後無法回收的風險。



Schematic Geology of Natural Gas Resources (eia 2010)  
圖 4：石油與天然氣蘊藏系統

## 2. 開發(Development)

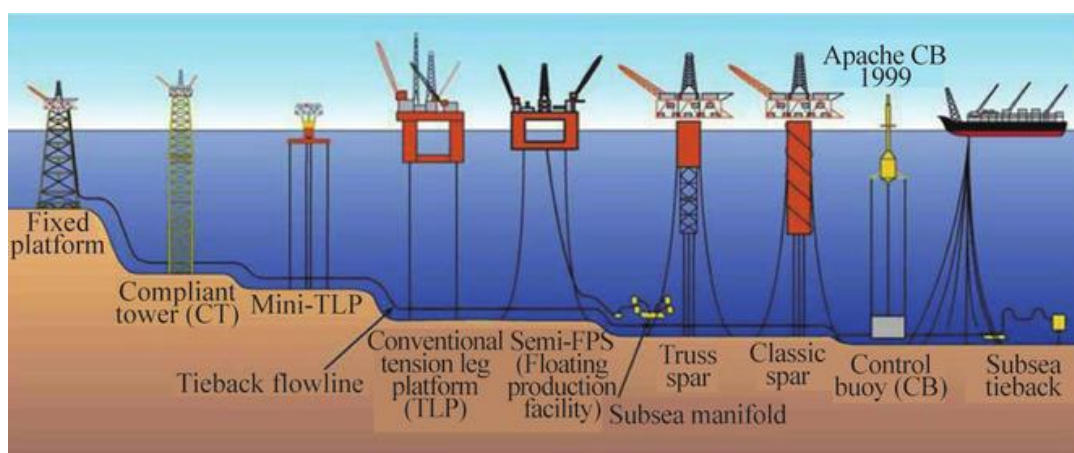
一旦確認氣田邊界且得到精準的儲油岩層潛力，即進入開發階段。在開發計畫研究所有面向已證明專案可行性及獲得該區塊的最終投資決定後，技術發展的規劃過程需要來自機械製程、地質、鑽井、石油及商業物流等領域的整合，以推動現場開發團隊依區塊環境評估決定需投入的設施種類及設置方式。因此，單一特定開發區塊可能設置多種設施組合，取決於開發該特定區域的最佳成本。

鑽鑿機 種類	鑽井船	半潛式平台	自升式平台	鑽井駁船
常用海水 深度(公尺)	500-3,650	50-3,000	21-150	5-50

表 2：海上探勘鑽鑿機種類

### 3. 生產(Production)

開發、鑽探計畫和設施投入安裝後開始生產，為維持未來數年設施持續運轉的完整性，生產操作之運維發揮重要的作用。生產商承擔整體碳氫化合物供應鏈及產品安全運輸安全性及可靠性，營運上通常遵守多項介面管控，如油氣田管理計畫、油氣田到海上鑽井平台的管道維護、海上資產完整性和可靠性管理、海上設施輸送到岸上之油管及氣管之維護、岸上液化廠及港口完整性和可靠性、履約及供應承諾等。



An Overview of Structural Design, Analysis and Common Monitoring Technologies for Floating Platform and Flexible Cable and Riser (China Ocean Engineering 2022)

圖 5：石油與天然氣生產系統

### 4. 除役(Abandonment)

開發計畫生命週期最後的部分即為除役。上游氣田在持續數十年的產出後，營運商評估後續有限產量的營運成本費用已不再符合經濟效益時，即氣田仍有存量可繼續產出，營運商仍將除役和廢址以避免經營出現負值；然而如若可在同樣固定營運時間點上增加產出或降低成本，則營運商可得到新的收益而延後經濟平衡放置點。設施除役之處置方式取決於海上平台種類如下表 3，其中回收舊有油田設施之再使用方式，除作人工礁為魚類棲息外，亦可重新安置在新的綠色油田計畫使用，或重新用做近海研究站、海洋基地或近海發電站等。

除役處置方式	完全移除		部分移除	回收再使用
設施條件	吃水 ≥ 75 公尺 重量 ≥ 4000 噸	吃水 ≥ 100 公尺 重量 ≥ 4000 噸	至少清空海面下 55 公尺	人工礁

表 3：油氣田設施除役處置方式

#### (四) 天然氣處理及液化

天然氣液化製程含數道程序，汲取原料氣攝入管道後，需先經過氣體處理去除可能損害管道沿線製程的污染物；由氣田汲取出來的原料氣為高壓、接近環境溫度、富含許多雜質，先經過酸氣去除設施(Acid Gas Removal Unit, AGRU)將  $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  脫出至焚燒設施處理，再脫水、移除 Hg，送入液化處理後依其所含烷類成份進行分離，脫出凝析液及其中之乙烷、丙烷、丁烷(LPG)、戊烷後將 LNG 儲存。

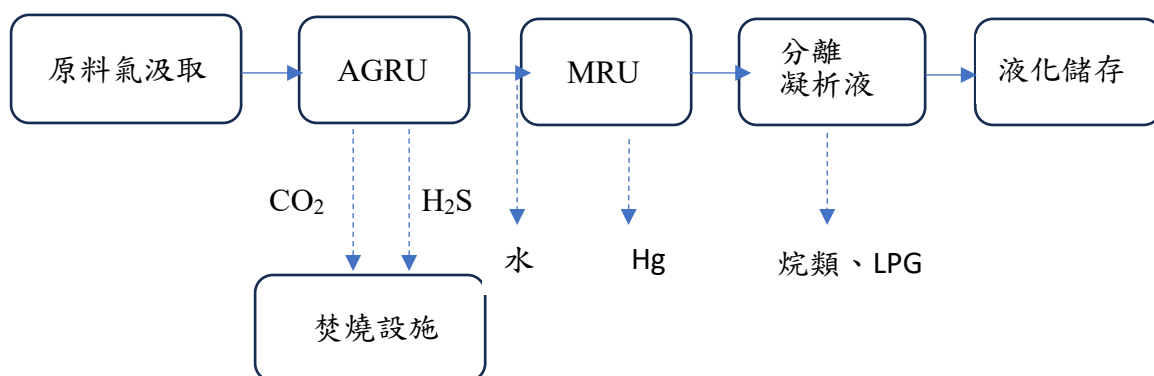


圖 6：天然氣淨化流程

##### 1. 酸氣去除設施 AGRU

汲取原料氣所進入之捕集設備及氣體計量設備之集合裝置，透過重力將碳氫化合物液體及水分自天然氣分離後，依計量設備恆壓輸入後端 AGRU。後端 AGRU 以胺溶液中中和方式移除  $\text{CO}_2$  至 50ppm 以下、 $\text{H}_2\text{S}$  至 3.3ppmv 以下，以防止管道設備在低溫度下遭堵塞侵蝕，並符合 LNG 需求規範。

##### 2. 水分去除設施 DHU、汞去除設施 MRU

天然氣中另一主要污染物是水分所造成的管道設備堵塞，水分去除設施(Dehydration Unit, DHU)透過分子篩吸附技術，以乾燥床的固體分子篩可將水分降低至 1ppmv 以下進入除汞裝置(Mercury Removal Unit, MRU)。天然氣液化廠最重要的基礎鋁製主低溫熱交換器(Main Cryogenic Heat Exchanger, MCHE)若與汞接觸，其腐蝕形成之鋁汞合金(Aluminium Amalgam)將破壞防止金屬鋁氧化的氧化鋁層，即少量的汞含量亦將造成嚴重金屬鋁腐蝕。MRU 設施將汞吸附到固體活性碳床或金屬硫化床可降低汞含量至  $10 \text{ ng/Nm}^3$  以下。

### 3. 液化

前述純化之天然氣即可送入 MCHE 液化處理，液化流程係一透過氮、甲、乙、丙烷作為冷媒之熱交換過程，簡易流程如下圖 7。MCHE 可分為暖管束(底部)與冷管束(頂部)，預冷的乾燥氣進入暖管束時，與約 50bar、-35°C 經壓縮預冷之混和冷媒氣(N<sub>2</sub>、C<sub>1</sub>)一同透過混合冷媒液(C<sub>2</sub>、C<sub>3</sub>)於暖管束頂部經節流閥減壓約至 5bar、-115°C 後進行降溫，混合冷媒氣降溫液化後再度經節流閥減壓約至 5bar、-154°C，於冷管束使天然氣再次降溫至約 38bar、-151°C，最後天然氣即可經節流閥減壓約至 1 大氣壓、-162°C 將 LNG 送出。

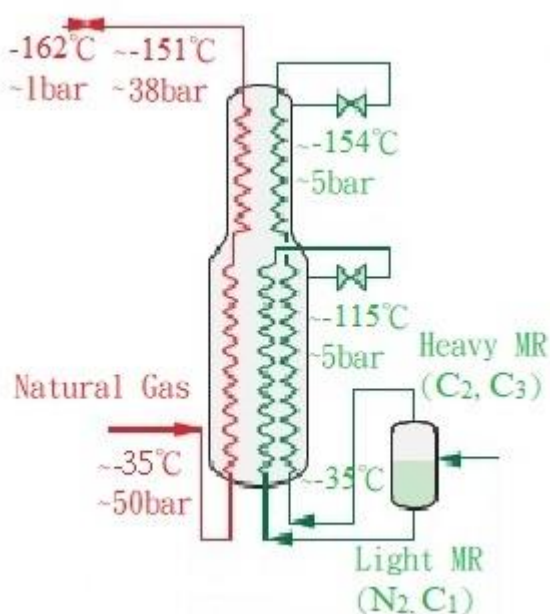


圖 7：天然氣液化簡圖

## (五) 運輸

### 1. LNG 船舶種類

LNG 船舶可分為球型(Moss)及薄膜型(Membrane)二種類型，船艙在船舶設計中是獨立於船體的構造，必須額外採用能負荷低溫介質的材料以處理易揮發物及易燃物，並設置溫度壓力控制裝置。球型船艙的主要材質為鋁合金，薄膜型船艙的主要材質為殷鋼(Invar)，特性比較如表 4。船舶主推進系統可分為氣渦輪機、電動機、二行程循環內燃機，除可以燃油作為動力外，雙燃料系統亦可將船艙內天然氣在運送過程中自然揮發產生之 BOG 送至引擎室作為燃料進而節能，其餘多的 BOG 可透過船上液化廠重新液化成 LNG 儲存。

LNG 船舶類型	Moss	Membrane
目前船舶數量(艘)	123	549
船舶比例(%)	18.3	81.7
優點	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 可部分裝載</li> <li>● 氣候耐受性較佳</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 節省空間</li> <li>● 船艙較輕薄</li> <li>● 建造快速</li> </ul>
缺點	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 球型占用空間</li> <li>● 船艙系統厚重</li> <li>● 建造時間長</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 無法部分裝載</li> <li>● 氣候耐受性較差</li> </ul>

表 4：球型、薄膜型 LNG 船舶優缺比較

## 2. LNG 賣方船舶營運

基於以下三點，賣方在 LNG 船舶供應及營運目的、職責可被定義為規劃、執行及控管購售合約，確保買賣雙方的所有合約義務得到履行：

- (1) 提運計畫之運輸作業是預先計劃，即當前及未來的產量研究，須與購售合約相結合，以確定目前及未來 10 年至 20 年需要多少艘船舶，並制定船舶取得策略以良好的提供最大價值。
- (2) 商業及合約管理，即簽訂合約及提運容量管理，考慮租船方面能最大限度地使用船舶，並推銷賣方供應能力至市場、讓船隻到達實際運輸能力所及之任何市場。
- (3) 船舶營運及需求成本管理將使買賣雙方獲得最好的品質。

## 3. LNG 貨氣提運

一般賣方需堅持 4 項工作階段目標以確保貨氣安全、順利地送達買方滿足用氣需求，亦為 LNG 貨氣調配工作之核心：

### (1) 規劃階段(Plan)

為確保足夠的運輸能力履行合約義務(貨氣取得與船舶要求)，規劃階段談論的長期及短期規劃，長期規劃以 10 年、20 年與短期規劃之 1 到 5 年作劃分，其短期規劃可藉由調整年度交運計畫(Annual Delivery Program, ADP)內容而不斷優化運輸能力(買方季節需求、國貿條規、下游儲槽容量、塢修時程等)如圖 8。賣方於規劃階段之主要決策因素為全球各地氣源之天然氣生產管理情形，及有關購售合約主要項目之詳細資訊，包括價格、貨氣提運量、及目前可用船舶以匹配可得貨氣，並優化船舶成本和容量，從而了解是否具有足夠的能量來供應未來的需求，或進入市場備船並搭配採購策略有效地運送貨氣以獲得最大效益。

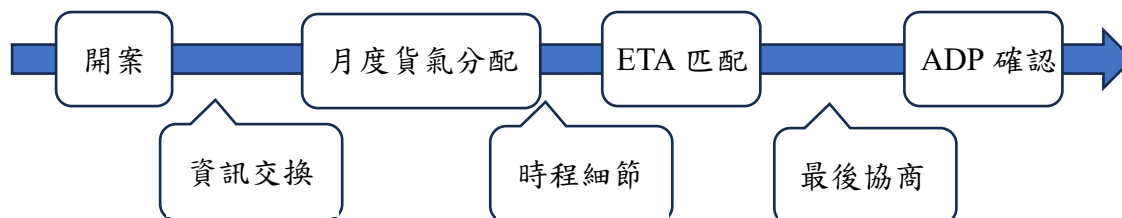


圖 8：ADP 確認簡易流程

## (2) 前期階段(Pre)

藉由預定的裝貨港目的地、卸貨港目的地、何時交付貨氣及船舶尺寸大小等特性擬定之提運計畫，其提運成本包含船舶租賃費、港口費、運河通行費、風險溢價、代理費、船用最佳燃料價格等。此外，完成船舶安全檢查、接受船岸相容性研究(Ship Shore Compatibility Study, SSCS)，確保船舶在特定時間區間準備妥當、船艙已適當冷卻能安全地停靠裝貨港和卸貨港並遵守港口法規進行裝載加氣或冷卻作業。

LNG 船舶容量	小型(短程)	中型(中程)	大型(長程)
	$\leq 30,000 \text{ m}^3$	$30,000-100,000 \text{ m}^3$	$>100,000 \text{ m}^3$

表 5：LNG 船舶容量分類

## (3) 中期階段(During)

營運過程中需協調營運策略以確保貨氣運輸並履行合約義務，除需要考慮到天氣、路線、燃料模式、裝卸貨港預計到達時間及潛在風險如戰爭、海盜等，以確定如何調動 LNG 船舶。透過航次指令向船長發出特定航次的指示文，以指示航程開始到完成的完整資訊。在裝載提運過程中，需有效率地管理貨氣，確保交付正確的貨氣數量，並將資訊傳達給船舶營運單位、代理商、買方等各方，總代理商和港口代理商亦成為船舶營運者能夠符合裝卸貨港操作特殊規定的重要橋梁，最重要的是所有行為須遵守國際海事組織(International Maritime Organization, IMO)規則。

## (4) 後期階段(Post)

履約交易的成本核算，確定涉及的款項，如滯延費、停租、船舶維護、故障修繕等費用。滯延費一般為 LNG 船租賃費，滯留時間較長時將另含燃油費和天然氣蒸發等費用補貼，雖然通常已反映於購售合約中，良好的合約管理可有效的提升船舶營運表現。

### 三、LNG 購售合約

#### (一) 購售合約之訂價

##### 1. 與油價連動之訂價背景

LNG 市場的交易方式，大部分仍以長約形式進行，且仍為雙邊協商。因此按期限協商的 LNG 合約訂價對市場參與者來說並不透明，即不容易知道正在交易的 LNG 價格是多少，與石油及燃煤市場上能看到交易盛行的情形截然不同。

石油市場是一更成熟和商品化的交易，全球原油訂價由實體交易以及地緣政治和衍生性商品票據貿易等非實體因素驅動，除了柴油、高硫燃料油等成品油之原油價格外，亦有區域性的基準，這些區域基準實際上是因為供應量大增而出現。全球煉油廠的集中導致原油和成品油價格形成三個關鍵訂價區域，而煉油廠供應情形則反映了市場基本面，即實際成為各種石油精煉產品的基準，當煉油廠供應充足時，市場採購量上升，並以該地區離岸價為基礎進行採購，再添加運輸成本後就獲得進口價格，即成為各區域價格。

此三個已各自建立的區域訂價中心，原油和石油產品皆有訂價基準，分述如下：

- (1) 阿姆斯特丹-鹿特丹-安特衛普：歐洲訂價受供應推動，該地區煉油廠大量集中，是歐洲的石油樞紐和訂價中心。
- (2) 美國墨西哥灣沿岸：美國墨西哥灣沿岸煉油廠主導美洲供應，為美國最大的煉油中心，也是美洲的石油中心和訂價中心。
- (3) 新加坡：亞洲的價格係由新加坡作為主要出口中心。該區為全球最大的煉油中心之一，也是蘇伊士東部的石油中心和訂價中心。

##### 2. LNG 市場訂價種類

在天然氣和 LNG 的能源當量基礎(US\$/mmbtu)而言，通常是以石油的一比例折扣計價，除了如戰爭期間等不尋常的時期，才能看到天然氣價格實際上在高於石油當量的基礎上進行交易。天然氣能源不像石油和燃煤之訂價具有其自身基準，例如 LNG 與 Brent 原油價格連動，理論原因之一即天然氣和 LNG 實際上是依據其替代品訂價。一般而言，LNG 訂價之考量基準為：

- (1) 價值基準係與原油或石油產品等競爭燃料相比，在長期合約市場，天然氣價格通常與石油等競爭性燃料連動。



(2) 成本基準則透過各種天然氣田之間的氣對氣直接競價，價格通常由邊際供給成本驅動。

(3) 考量政府政策及補貼價格評估負擔能力。

LNG 必須與其他燃料更具有前述價值基準之競爭力，若將各種市場所面臨的競爭程度作小結：

第一類以 LNG 為唯一的天然氣供應來源之市場，其 LNG/天然氣訂價基準正逐漸從長期合約慣用之原油和石油產品連動，發生變化而部分改以 LNG 市場成交價(例如 Japan-Korea Marker, JKM)訂價。

第二類為 LNG 與管道氣競價之市場，易受天然氣中心的需求和供應動態影響，例如英國 LNG 價格可能為 NBP 價格減去氣化費和關稅。從不同地區的角度對天然氣和 LNG 的訂價考量不同，主要因素為天然氣供應情況，及該地區生產之天然氣價由天然氣交易中心決定。

第三類為短期 LNG 與石油產品競價之市場。亞洲、北美、歐洲市場特性表列如下：

地區	天然氣市場訂價特性
亞洲	1. 成熟市場(日韓台灣)幾乎完全依賴 LNG 滿足天然氣需求，且通常與石油(JCC、Brent)連動。隨著美國 LNG 計畫的發展，市場已開始採購 HH 連動或混合型計價之 LNG。 2. LNG 現貨價格如 S&P 在亞洲的 JKM 指數多被使用。 3. 管道進口通常以石油指數訂價，而國內管道氣可以石油指數或固定價格訂價。
北美	流通性高，以 HH 為主要訂價，其他天然氣中心的價格均基於與 HH 的差價作考量。
歐洲	氣價及 LNG 長約價格通常與 Brent、NBP(英國)或 TTF(荷蘭)天然氣中心價格連動。

表 6：天然氣主要市場訂價特性

### 3. LNG 價格指數

#### (1) 指數特性

由於 LNG 訂價方式的特性，受另一種商品價格連動影響亦表示採購所支付的 LNG 費用將受到該商品市場狀況、供需情形有所不同。LNG 現貨市場則非由整個 LNG 需求和供應市場所驅動，而

僅由需求和供應之間尚未簽約部分供應量所驅動，且價格極容易受到市場波動的影響。例如突然發生的需求供應衝擊、氣候溫度比預期還要冷、存量下降的速度比預期還要快等，都可看到現貨市場價格隨即上漲反應。若上游氣田計畫發生供應問題而中斷，非合約供應量將非常迅速地下滑，快速地推動現貨價格上漲。此外，歐洲天然氣價格對亞洲現貨價格亦造成影響，亞洲天然氣需求實際上必須將貨氣從歐洲轉移到亞洲供應，因此，亞洲至少需要匹配歐洲的定價加上運費才能將貨氣從歐洲轉移獲得，故亞洲的出口訂價也將受到歐洲及 LNG 運輸市場的影響。

## (2) 價格公式

當亞洲國家首次開始進口 LNG 時，石油成為 LNG 主要替代燃料，故亞洲 LNG 購售合約價格公式歷來皆基於石油價格作連動，價格公式的結構為：

$LNG \text{ 價格} = A\% * \text{ 價格指數} + B$ ，價格單位為 US\$/mmbtu；

A%： 價格斜率，反映價格基準指數的變化移轉給買方的程度。斜率變因取決於包括合約談判時市場情形、合約具體條款。

價格指數： 作為價格指數之基準，包括 Brent、JCC、TTF、HH 價格，及現貨市場之 JKM 現貨價格。隨著日本進口原油減少，Brent 原油價格逐漸作為國際油價基準，並成為 LNG 購售合約中的石油指數基準。

B： 常數項(US\$/mmbtu)，依協商達成，或反映運輸成本、液化廠投資回報等。

## (3) 連動特性

由於天然氣、LNG 市場與石油市場仍存在分歧，LNG 買方若認為美國市場基本面與他們的國內市場較為無關，即可以混合型公式，依與天然氣連動的百分比加上與石油連動的百分比訂價，即部分對 HH、JKM 指數持開放態度外，也仍有部分訂價與更熟悉、能代表全球石油市場的 Brent 原油連動，以分散風險。以下就與各類商品價格指數連動特性作說明：

價格指數	特性
石油指數 (Brent, JCC)	由於缺乏可靠的天然氣訂價指數，天然氣-石油的替代性使得石油指數最初即以用於天然氣、LNG 合約。隨著石油與天然氣市場動態的發展，以石油指數計價之長約可能會在 20 至 30 年合約期限內偏離 LNG 市場。一般亞洲買方皆依 JCC 簽訂 LNG 購售合約，惟 Brent 指數正逐漸佔市場主導地位。
氣價指數 (HH, NBP, TTF)	自 1970 年代 Henry Hub 實體位處路易斯安那州州際和州內天然氣管道交叉口，使其具流動性處理多地點輸送氣，隨著美國 LNG 的出現，市場貿易量上升更被作為出口訂價基準，並逐漸被亞太地區使用成為價格指數。 英國 NBP 從 2000 年代隨著市場貿易量增加而多被合約使用，惟 TTF 虛擬中心於歐洲推出效仿每小時電力系統的每小時天然氣計量後，交易量自 2010 年開始增加，相較 NBP 以英鎊交易，市場更傾向以 TTF 歐元交易避險。NBP、TTF 皆為歐洲長久交易活躍的天然氣價格指標，納入至購售合約即具有從歐洲提運貨氣的選擇。
LNG 指數 (JKM)	S&P 公司自 2009 年發行之 JKM 指數表示貨氣交付至日韓北亞地區的現貨、短約價格。因交易尚無標準化，S&P 可依其成交合約之主要條款差異所致之差價，考慮交付到例如中國、台灣其他地區的貨氣價格。隨著亞洲買方已將 JKM 指數納入購售合約計價公式中，JKM 指數將繼續維持亞洲氣價基準的指標。

## (二) 主要條款及市場變化

### 1. 主要條款

為保障買賣各方權利並確保履行所達成協議之義務，LNG 購售合約除滿足長期 LNG 需求外，亦提供雙方責任的描述、闡明當前相關的法律原則使法規清晰易於遵循，並確定可能出現的問題及如何解決，即如果締約雙方之間的關係惡化，合約已概述商定之解除合約關係所需步驟，可用於限制雙方責任，保護實體財產及智慧財產權等功能。

LNG 購售合約協議需要討論和商定談判之主要條款包含：

(1) 提運量及 ToP：

提運量靈活性對買賣雙方而言皆非常具有價值，因可以更好地管理如季節性或容量變化所致供需變化以反映利潤。合約提運量包含年度交貨量(Annual Contract Quantity, ACQ)，隨向上/下調整(Upward Quantity Tolerance, UQT/Downward Quantity Tolerance, DQT)、UQT 後補進(Carry-forward)/DQT 後補提(Make-good)、ToP 後補提(Make-up)得調整後年度交貨量(Adjusted ACQ, AACQ)。

以合約中照付不議(Take-or-Pay, ToP)條款為例，若具有 ToP 條款，則不論買方是否提運合約數量的貨氣，皆須負擔一定比例的費用，即單方面保障賣方不受買方原因而承受損失，亦表示成交量的風險全轉由買方承擔。相較於 ToP 條件，確保供應容量、離岸計價不受目的港限制、高提運量靈活性等條件較可因應用氣需求及市場的變化。

(2) 交貨點：

即指定賣方貨氣交付地點，若買賣雙方具多地點交貨之靈活性，將可實現更好的需求管理，例如出於營運原因需要移轉貨氣，或期望賺取利潤並有效分享利潤等。除交付地點，合約中亦可指定貨氣之最終用途，以限制買方事後轉售該船 LNG。

(3) 價格：

單價基於前述一個或多個指數作為計價基準，所加上之常數項則反映賣方固定成本。

(4) 價格重議：

合約可允許每 2 至 7 年審查一次價格並重新議價，惟議價程序可能衍生漫長昂貴的仲裁程序。

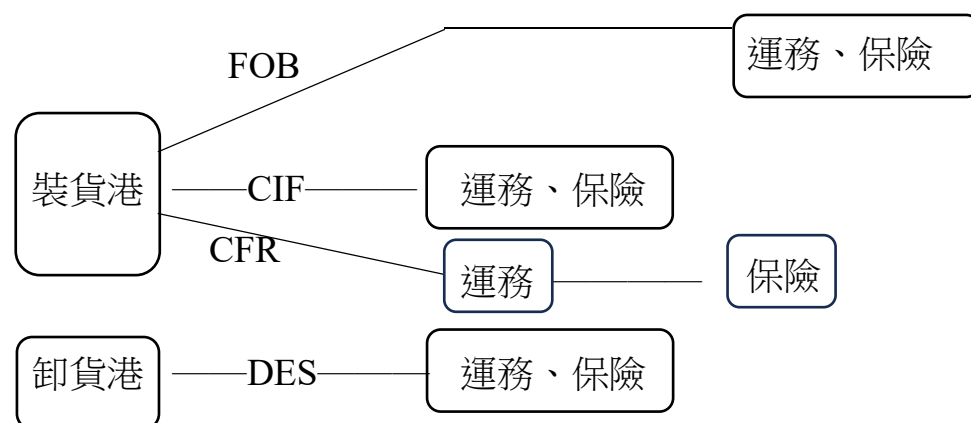
(5) 仲裁：

合約仲裁需求通常發生在價格重議期間尚未達成協議的部分，及其他履約爭議，仲裁過程耗時且成本高昂，購售合約皆應描述雙方應遵循的仲裁流程之條款，或可制定明確的價格重議審查條約，並簡化談判、減少仲裁的需要以獲得價格結論因應市場變化。

(6) 運輸、所有權移轉

合約須明確指定貨氣所有權移轉地點，由買方或賣方負責貨氣之運務及保險如下：

貨氣交付點	國貿條件	賣方	買方
-------	------	----	----



### (7) 品質

買方可接受的品質範圍將符合再氣化設施及終端使用者所需規格。惟缺乏嚴謹的品質量測仍存在貨氣品質不符之風險。

### (8) 付款信用

對賣方而言，LNG 交易之買方信用風險降至最低可確保其金流穩定順暢，信用擔保機制可採銀行信用狀、母公司擔保、資金託管帳戶或甚至預付款，通常由買方承受金流流動性限制及財務支出。

### (9) 責任與義務

合約將預先釐清違反合約涉及之罰則違約金或訴訟。援引之條款例如滯延費、品質不符、未能提運、未能交貨等等，買賣雙方之責任條款應保持雙方平等。

### (10) 不可抗力

不可抗力即表示異常事件或情況超出買賣雙方控制範圍，使雙方免責履行原合約所屬之責任義務。不可抗力應於購售合約中依法定義明確。

### (11) 先決條件

先決條件(Condition Precedent, CP)係於簽署購售合約後在合約強制力產生以前須滿足的條件，例如液化廠獲得 FID、再氣化設施獲得建造許可等。

## 2. 市場條款變化

與石油交易主要以短期合約不同，LNG 交易因仍以非標準化之雙邊協商所簽訂之 10 年至 20 年長期非公開合約，具不透明及不可置換性。因 LNG 儲存設施資本支出約為石油 4 倍、運輸為石油 3 倍，蒸發 BOG

所致儲運損失亦較石油多，LNG 可視為相對昂貴、高度資本密集的交易，其亞洲市場購售合約於過去 7 至 10 年已產生重大變化：

合約主要條款	過去傾向	近期傾向
簽署方式	雙邊協商	合格廠商投標、雙邊協商
買方主要訴求	供應穩定	價格、提運量彈性
合約期間	長約( $\geq 20$ 年期)	現貨、短約、長約
價格	油價連動	單一指數連動、混合型
數量選擇權	5%至 10%之 DQT	>10%之 DQT
多卸貨港彈性	極少	具利潤分享之彈性
價格重議	誠信原則	仲裁風險

隨著市場不斷變化，早期因為供應安全對許多東北亞買方而言相對重要，買賣雙方進行雙邊談判之合約期限皆較長，提運量靈活性有限。當時幾乎沒有交易中心，買賣雙方進行的價格重議皆以誠信基礎而較無緊張局勢。

近期市場出現買方為利進行合約談判進行大量採購招標，透過選定一組合格供應商，讓賣方相互競價的情形。此外，考慮到再生能源的競爭、國內需求市場分享等因素，買方國內市場存在不確定性，提運量靈活性及價格對買方而言至關重要，因此買方需要在獲得提運量靈活性的額外費用與需求不確定性之間取得平衡。許多買方對合約期限更傾向保留一定比例的短期合約甚至現貨，短約和現貨交易量上升也使實體交易中心、金融交易中心努力成為該地區訂價中心，亦導致買賣雙方價格重議及解釋成本審查的緊張關係加劇、仲裁風險增加。

美國 LNG 是幫助市場交易量成長的關鍵原因，並提供市場多元化的選擇。美國擁有充足的頁岩資源，開發成本低廉使其靈活性可更長期優於其他地區以降低需求端的擔憂。美國氣源除提供買方地理多樣性以因應船舶運輸風險外，HH 提供亞洲市場更多元的投資方案，且相較與油價連動更貼近實際 LNG 成本加成。

### 3. 小結

購售合約之協商談判可能是一漫長而複雜的過程，買賣雙方皆備有策略在談判中投入大量資源及時間。討論價格等敏感商業條款前須簽訂保密協議以限制向第三方發布交換資訊，進入合約執行前亦可在協商過程中簽署中間協議。

## 肆、心得與建議

- 一、本公司台中及協和燃氣發電計畫之發電用氣皆涉及 LNG 長期購售合約協商，此次實習經驗可助於回顧協商歷程，並於後續因應新建燃氣計畫 LNG 採購協商時反饋。參與此課程除更加瞭解 LNG 購售合約重點內容外，與天然氣產業廠商參加學員一同學習交流、互相了解產業分工並建立聯繫管道，應有助於配合未來公司規劃達成增進氣源需求與協商目標之時效。
- 二、此次課程由 Petronas、S&P Global、Wood Mackenzie 專業講師群講授，主要以簡報、即時回應學員提問方式授課，且以小組方式依課程內容模擬協商談判，過程中除可了解各國學員思考協商方式外，主辦方人員亦從旁給予指導及建議，促使雙方協商獲得雙贏局面。課程亦安排前往位於 Bintulu Sarawak 之 Petronas LNG Complex 計畫實地參訪，該 Rich LNG 計畫係由 9 個 LNG 產線組成，總和液化產能 29.3MTPA，具有 2 座 LNG 裝載碼頭、3 艘泊位，每個碼頭以 2 條專用管線流量每小時 10,000 立方公尺裝載。該計畫自 1983 年營運至今已成為全球大型單一地點 LNG 計畫之一，參訪當天有幸遇見 13 萬立方公尺級 LNG 船舶 Puteri Nilam 正靠港裝載 LNG 當中，於廠內參觀管路設施、陸上型及地下型儲槽，此初步認識 LNG 產業相當難得體驗。
- 三、配合政府能源政策，全台未來用氣量將有所提升，本公司亦規劃興建接收站及採購 LNG。鑑於 LNG 之購售尚無標準合約，均須依買賣雙方屆時需求及市場情況相互協商議訂合約條款，故持續瞭解市場合約趨勢、產業界實務做法及觀念，將有助於本公司在合約協商策略上爭取符合計畫需求之契約條件以維護公司權益。因此，建議持續派員參加旨述相關實習訓練，以強化合約協商及執行認知，培養本公司天然氣能源領域專業人才。