

出國報告（出國類別：實習）

國外天然氣接收站及 相關設備實習訓練

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：李直穎 工程師

派赴國家：日本

出國期間：106年12月10日至106年12月16日

報告日期：107年1月15日

QP-08-00 F04

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱： 國外天然氣接收站及相關設備實習訓練

頁數 29 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

台灣電力公司/陳德隆/ (02) 2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

李直穎/台灣電力公司/核火工處/電機工程師/(02)2322-9556

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間： 106年12月10日至106年12月16日

出國地區：日本

報告日期：107年1月15日

分類號/目

關鍵詞：

LNG：液化天然氣

Double Domed Roof Tank：雙拱頂式儲槽

Suspended Deck Tank：吊頂式儲槽

Anchor Straps：地錨帶

Sloshing：液體擺盪

FEED：前端設計

摘要

配合政府計畫擴大使用天然氣發電之政策，台中電廠新建燃氣機組計畫將以天然氣為機組燃料。並規劃裝設二部 2 配 1 燃氣複循環機組，其天然氣燃料由國外進口，熱值(LHV)以 49,512kJ/kg 估計，若以每部複循環機組淨出力為 1,300,000kW 為例，淨熱耗率以 6,000kJ/kWh 為基準，則每部機組天然氣之需求量約 160 噸/小時，故擬採 16 萬公秉地上型液化天然氣儲槽，並以新建 5 座液化天然氣儲槽為規劃目標。為了解液化天然氣儲槽及液化天然氣接收站之規劃設計、安裝、運轉及測試相關知識，並熟悉廠家之設計理念，以作為後續 AE 招標規劃及規範編撰之參考。本次主要奉派到日本 OGC(Osaka Gas Corporation)及 TGC (Tokyo Gas Corporation) 接受 1 週之液化天然氣儲槽及液化天然氣接收站運轉、維護規劃設計、安裝、運轉及測試相關訓練，並深入了解對 OGC 公司及 TGC 公司新型地上型液化天然氣儲槽及天然氣接收站相關設備。天然氣接收站各項設備如：LNG 運輸船、卸料臂、LNG 儲槽、LNG 泵浦、LNG 氧化器等，藉由本次研習與 OGC 公司及 TGC 公司之設計工程師有深入討論，並瞭解各項設備原理。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://open.nat.gov.tw/>)

目次

國外公務之目的	- 1 -
國外公務之內容與過程	- 1 -
液化天然氣接收站簡介	- 2 -
卸料臂及回氣臂	- 3 -
液化天然氣儲槽	- 4 -
BOG 氣化鼓風機及 BOG 壓縮機	- 9 -
一級泵及二級泵	- 10 -
LNG 氣化設備(ORV、SCV、IFV)	- 11 -
液化天然氣接收站電氣系統	- 13 -
液化天然氣接收站儀控系統	- 14 -
參訪液化天然氣接收站及複循環發電廠	- 16 -
國外公務之心得與建議事項	- 28 -

本文

國外公務之目的

液化天然氣儲槽及液化天然氣接收站運轉、維護規劃設計、安裝、運轉及測試相關訓練。

國外公務之內容與過程

本次訓練課程第一~二天安排在 OGC 公司進行液化天然氣接收站整廠概念說明，由 LNG 運輸船至卸料臂、LNG 儲槽、LNG 泵浦、LNG 氧化器，做一概要說明。第三天安排在 TKK 公司進行液化天然氣儲槽構造建造工法課程。第四~五天則安排 TGC 公司對卸料臂、LNG 泵浦、LNG 氧化器及壓縮機，做更細部的介紹。

前二天在 OGC 公司的安排之下，亦參觀了大阪瓦斯公司的泉北 LNG 廠及姬路 LNG 廠，第二天的下午參訪了建造液化天然氣儲槽廠家 KHI 公司 (Kawasaki Heavy Industries)，進一步了解該公司在液化天然氣儲槽的建造經驗。

第三天在 OGC 公司的推薦下，拜訪了另一家建造液化天然氣儲槽廠家 Toyo Kanetsu(TKK)公司，第三天的下午在 TGC 公司的安排之下，分別聽取 SPP、UACJ、SHINKO、TOKYO BOEKI 等公司對卸料臂、LNG 泵浦、LNG 氧化器簡報。

最後兩天在 TGC 公司的安排之下，參觀了東京瓦斯公司的扇島 (Ohgishima)LNG 廠及根岸 (Negishi)LNG 廠，以及建造液化天然氣儲槽廠家 IHI 公司 (Ishikawajima-Harima Heavy Industries)。

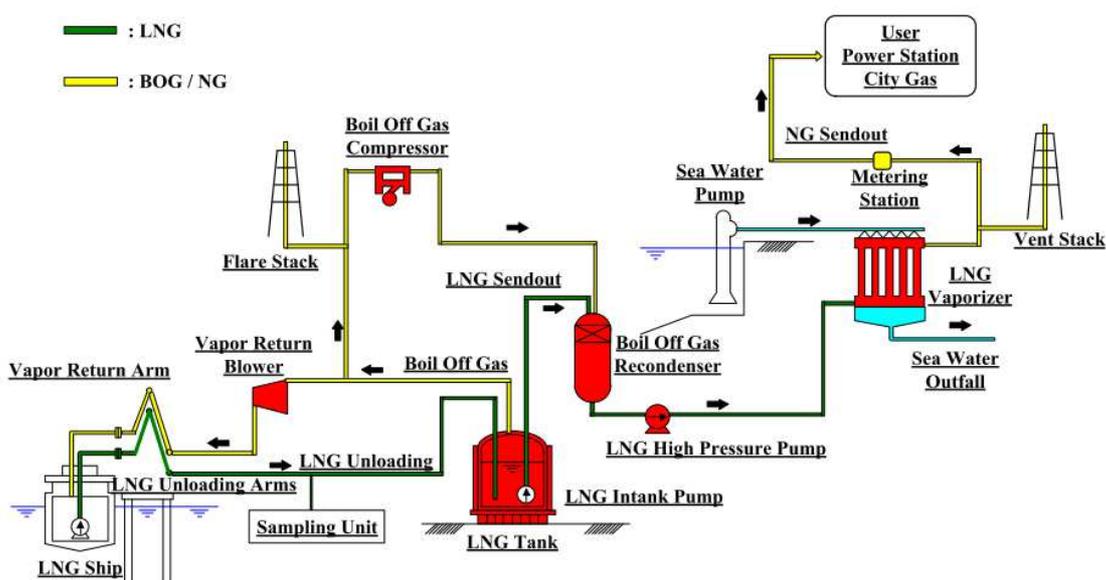
本次行程共拜訪兩家液化天然氣接收站設計公司，大阪瓦斯公司 (Osaka Gas Corporation)及東京瓦斯公司 (Tokyo Gas Corporation)，三家液化天然氣接收站建造公司 KHI 公司 (Kawasaki Heavy Industries)、Toyo Kanetsu(TKK) 公司以及 IHI 公司 (Ishikawajima-Harima Heavy Industries)，以及幾家天然氣接收站設備廠家包括 SPP、UACJ、SHINKO、TOKYO BOEKI，其詳細行如下表：

起訖日	地點	訪問目的(廠商/設備)
12月10日	桃園→大阪	移動日(台北桃園→大阪)
12月11日	大阪	大阪瓦斯(OGC)、大阪瓦斯工程(OGE):泉北 LNG 廠
12月12日	大阪→東京	大阪瓦斯(OGC)、大阪瓦斯工程(OGE):姬路 LNG 廠/ Move to KHI 播磨廠(HARIMA)
12月13日	東京	Toyo Kanetsu(TKK)、東京瓦斯工程(TGES):SPP、UACJ、 SHINKO、TOKYO BOEKI
12月14日	東京	Visit 東京瓦斯工程(TGE):扇島(Ohgishima)LNG 廠
12月15日	東京	Visit 東京瓦斯工程(TGE):根岸(Negishi)LNG 廠，IHI
12月16日	東京→桃園	移動日(東京→台北桃園)

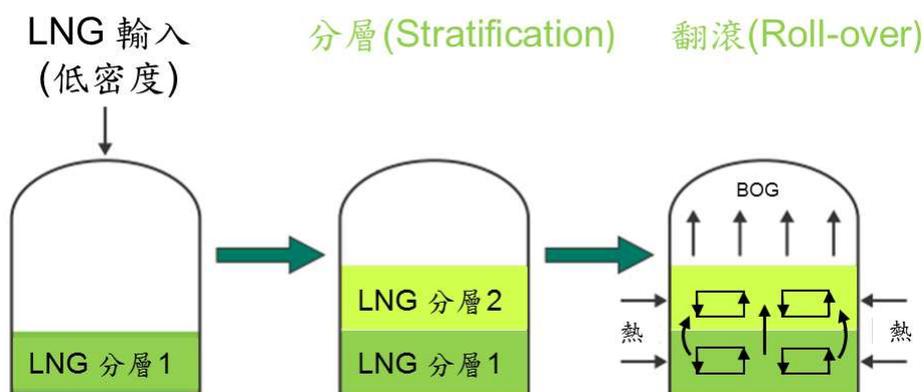
液化天然氣接收站簡介

液化天然氣接收站(LNG 接收站)的建造計畫中，液化天然氣儲槽是最重要的設備，液化天然氣儲槽的建造金額，也是計畫中最大項，幾乎會佔整個計畫金額的三分之二，甚至更多。

LNG 接收站主要工作流程為 LNG 碼頭卸收、LNG 儲存、BOG 處理及 LNG 氣化等，當 LNG 船靠碼頭後即連接卸收臂，由船上之卸收泵經由輸送管線將 LNG 船中的 LNG 輸送至站區之 LNG 儲槽中，為維持 LNG 船內儲槽內壓能在一定範圍，卸收時產生之 BOG 自 LNG 儲槽經回氣管線送回至船上儲槽，多餘之 BOG 則以 BOG 壓縮機處理。LNG 經一級泵(LNG In-tank Pump)、再冷凝器(Boil Off Gas Re-condenser)、二級泵(LNG High Pressure Pump)、氣化器(LNG Vaporizer)，氣化成常溫天然氣(NG)後，經計量站(Metering Station)、輸氣管線將天然氣送至電廠端供發電機組燃料使用。除相關氣化設施外，並設有高壓排放塔(Vent Stack)、低壓燃燒塔(Flare Stack)。一般的站區建築物則規劃有電氣/控制大樓、運維/倉庫大樓各一棟及保安管制哨等。整個天然氣接收站的運作流程圖如下：



當LNG注入LNG儲槽時，會因不同密度而分層的LNG，在劇烈混合所造成LNG儲槽內的翻滾(Roll-over)，可造成大量BOG產生，Dobrota et. Al(2013)指出該情境產生量約為平時儲槽BOG產生量的10~30倍。翻滾(Roll-over)需要長時間累積才可行成，因分層現象將會造成儲槽內BOG量下降，故可利用儲槽壓力錶進行BOG監控。在一般情況規劃設計BOG壓縮機時，並未將翻滾(Roll-over)情境所產生BOG納入考量。依據Dobrota et. Al(2013)，LNG儲槽於儲存模式下，每日產生BOG約為儲槽有效容積之0.02~0.1%，然而，依據國際氣體協會(2011)一般設計每日BOG產生量為儲槽有效容積之0.05%。其分層(Stratification)及翻滾(Roll-over)示意圖如下所示：



卸料臂及回氣臂

卸料臂主要由升降立柱、內臂、外臂及船/臂連接裝置組成，並通過旋轉接頭組裝而成，另有配重系統、液壓系統和控制系統等構成。卸料臂液壓快速連接/脫離裝置(Quick Connect/Disconnect Couplers, QC/DC)，應在密封狀態下進行連接/解脫作業，並具備緊急脫離裝置 (Emergency Release Couplers, ERC)。

LNG船停靠於碼頭後，由裝設在碼頭卸料平台上之卸料臂與船上管路連接，依LNG船的平均卸料速度約為每小時12,000m³，若以170,000m³船型為例，其卸料工作預計在15小時內完成(如包含進港離港等前置後置作業時間，其完整作業時間為24~36小時)。

在卸料的過程中，為避免船艙發生負壓的情況，同時也因為卸料過程中，泵送所產生之摩擦熱使儲槽產生更多的BOG，需將儲槽內產生的BOG送回船上，因此須規劃16吋BOG回氣臂，輸送能力為13,300m³/hr作為BOG回送之連接介面。在卸料操作完成、斷開連接之前，對卸料臂進行排放，並採氮氣對其進行吹掃，卸料臂中的LNG分別被吹掃至LNG船和卸料總管，確認卸料臂管內殘液排空後，再斷開卸料臂與LNG船的連接。

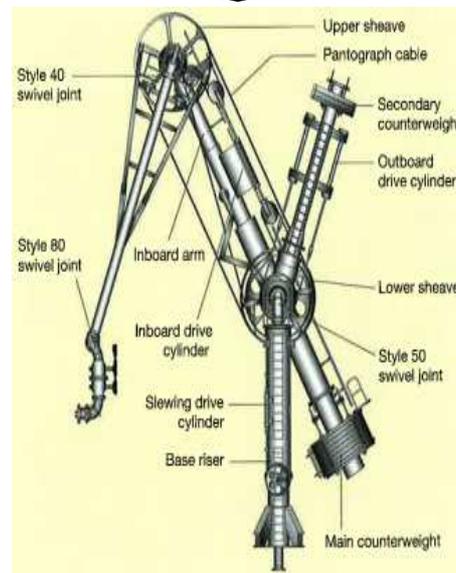
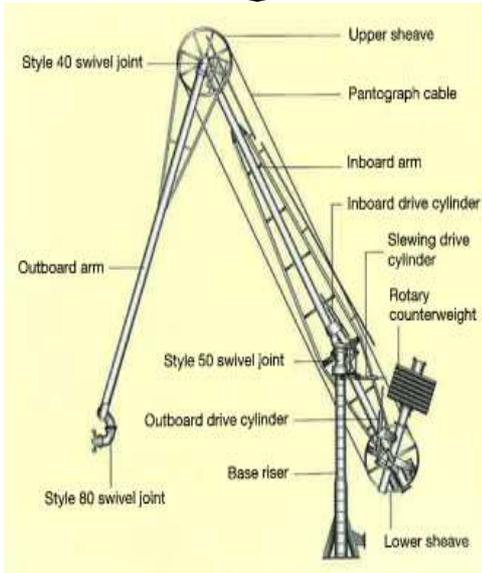
目前大部分 LNG 接收站中，卸料臂不是 DCMA (Double Counterweighted Marine Arm)，就是 RCMA (Rotary Counterweighted Marine Arm)，而台灣中油之前用的都是 DCMA；RCMA 相較於 DCMA 是較後期的產品。RCMA 僅有 1 個配重塊，總重量較輕；DCMA 有 2 個配重塊，維護時需使用較大的吊車。但 RCMA 的離岸距離稍大，約多 1.5m。以前業界常有的疑慮如：地震或大浪來時需緊急脫離(Emergency Release)接船的時候，因 RCMA 前臂較長，脫離瞬間前臂上揚可能打到船舷。為克服此問題，本次拜訪的 BOEKI 公司設計了內側液壓缸(Inboard Cylinder)，於雙蝶閥緊急脫離系統 Emergency Release System (ERS)啟動瞬間，可立即透過液壓將前臂往內拉，達到安全收臂功能。並且配合碼頭卸料平台的設計並提供基礎座的地錨螺栓(Anchor Bolts)及型板(Template)供安裝。以下是 RCMA 與 DCMA 外型示意圖：



RCMA



DCMA



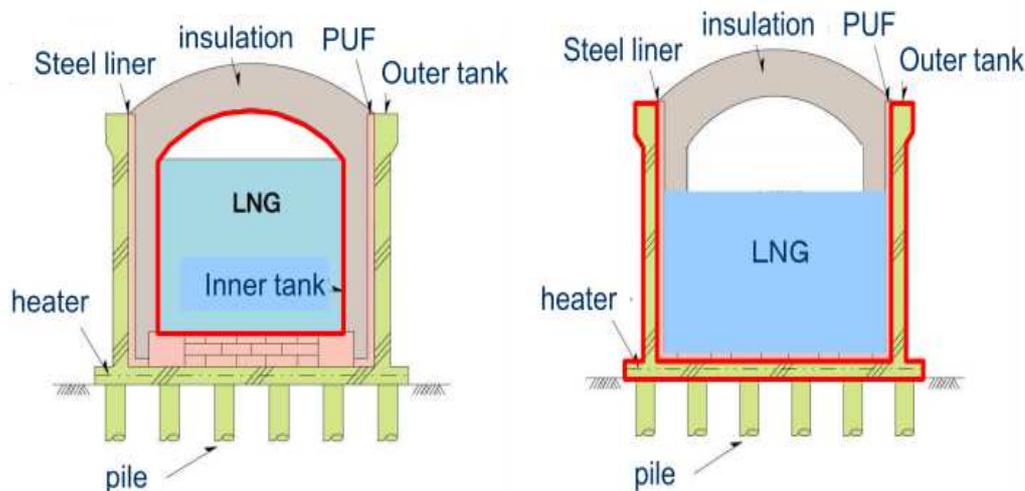
液化天然氣儲槽

日本於 1969 年開始進口液化天然氣(LNG)，自此天然氣儲槽的研發、建造就分成二派，分別為大阪瓦斯工程(OGE) 設計之地上型儲槽(Above-ground Type)與東京瓦斯工程(TGES) 設計之地下型儲槽(In-ground Type)；而近期隨著地上型儲槽成為國際儲槽興建的主流，東京瓦斯工程(TGES)也開始興建地上型儲槽，如其 Hitachi LNG Terminal 即為一例。

日本目前有 38 座天然氣接收站及 123 個儲槽(含 1 個正興建中)，其中大部份儲槽都採地上型儲槽，地下型儲槽的較少，當初會採地下型儲槽，主要是 1969 年興建儲槽初期東京灣有燃料儲槽的高度限制，而目前除非是在已有地下型儲槽的案場，否則大部份儲槽都採地上型設計，因為維護較方便。在日本，LNG 儲槽的經濟壽年估為 50 年，時間到了需再向主管機關申請安全檢查(金屬疲勞檢測)，評估是否可再使用。

儲槽的設計首重為安全考量，其次是儲存容量及經濟性；目前全世界地上型儲槽的興建型式已從早期的金屬二重殼儲槽加防液堤(Double Metal Wall + Dike)發展成預力混凝土全容式圓拱頂儲槽(Pre-stressed Concrete Wall, Full Containment Domed Roof Type)，而容量也從早期的五、六萬公秉增至目前的二十三萬公秉，全容

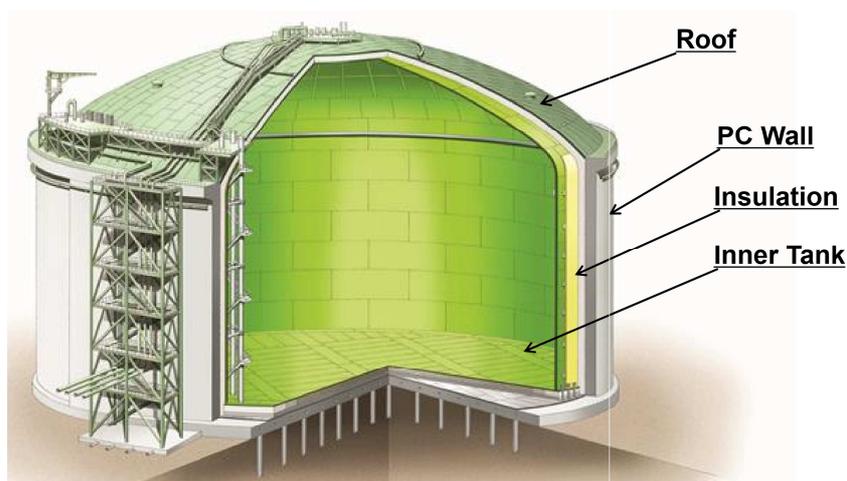
式(Full Containment)儲槽即當發生內槽洩漏時，外槽的設計容量足以全部包封所有流出的 LNG，如下圖所示：



依據儲槽法規之歐規 EN-14620 的型式分類，地上型全容式圓拱頂儲槽可分為雙拱頂式(Double Domed Roof Type)及吊頂式(Suspended Deck Type)二種。日本與台灣的地上型儲槽全採雙拱頂式設計。

雙拱頂式(Double Domed Roof Type)

雙拱頂式儲槽之混凝土圓頂(RC Roof)使用混凝土為材質，可防止因外界意外火災時的熱量傳入，或外界飛行物的撞擊。圓頂襯裡(Roof Liner)在混凝土圓頂內側鋪設一鋼製材質內襯，可將蒸發之天然氣保持在儲槽內。外槽內面於襯板(Carbon Liner Plate)安裝完成後噴塗一層 Foam Thermal Insulation 保冷材，萬一 LNG 洩漏時可 100%承受低溫(-162°C)的 LNG。雙拱頂式儲槽之內槽為鍍 9%鋼板銲接之全密閉式儲槽，外槽為預力混凝土儲槽加碳鋼板之拱頂，如下圖所示：



吊頂式(Suspended Deck Type)

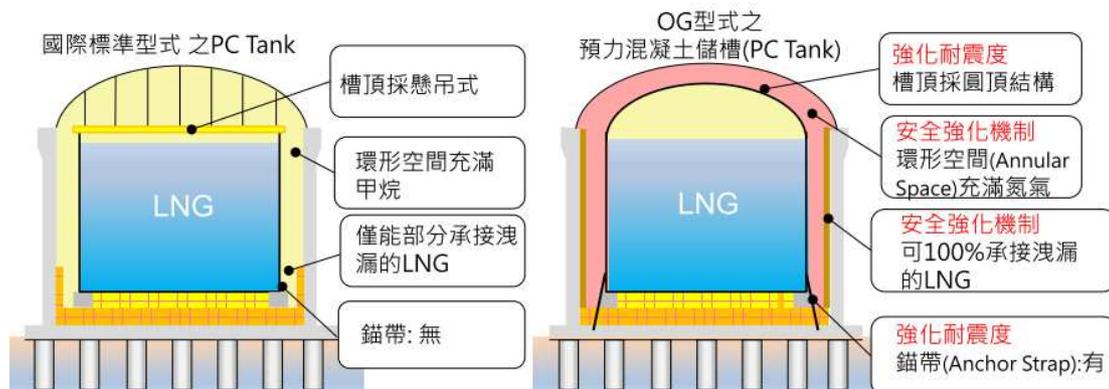
吊頂式儲槽之混凝土圓頂(RC Roof)同上述雙拱頂式儲槽。其懸吊桿(Suspension Rod)為不銹鋼製的吊桿，利用此一裝置將鋁合金製甲板懸吊於混凝土圓頂上。懸吊甲板(Suspended Deck)為鋁合金製之甲板，置於儲槽上部，用來支撐儲槽頂部之保溫材料，此甲板利用吊桿懸吊於圓頂內。頂部保溫層(Roof Insulation)以珍珠岩或玻璃岩棉為保溫材料，置於儲槽頂部來保持儲槽內部之溫度。側部保溫(Side Insulation)在內槽與預力混凝土外牆間，填以硬質珍珠岩或

硬質泡棉(PUF)為保溫材料，以維持槽內溫度。內槽(Inner Shell) 同上述雙拱頂式儲槽，以9% Ni鋼為材質，為一頂部開放的內槽，LNG即儲存於此一內槽內。側邊襯裡(Side Liner)在預力混凝土外牆內側鋪設一鋼製材質內襯，可將蒸發之天然氣保持在儲槽內。第二障壁(Secondary Barrier)在萬一內槽有洩漏的情況下，LNG可儲存在此障壁內，其吊頂式儲槽如下圖所示：



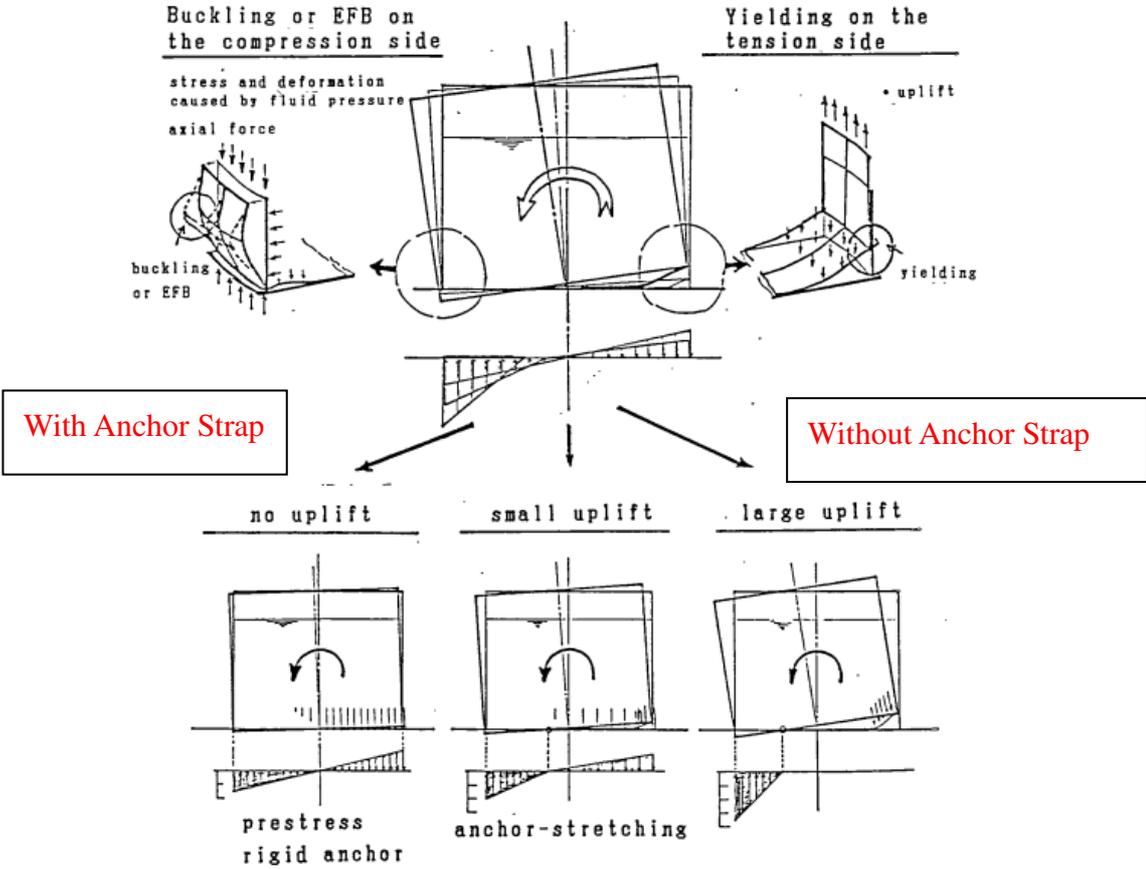
雙拱頂式(Double Domed Roof Type)及吊頂式(Suspended Deck Type)比較

雙拱頂式有地錨帶(Anchor Strap)將內槽固定於所在位置，增加內槽穩定度，而吊頂式沒有，如下圖所示：

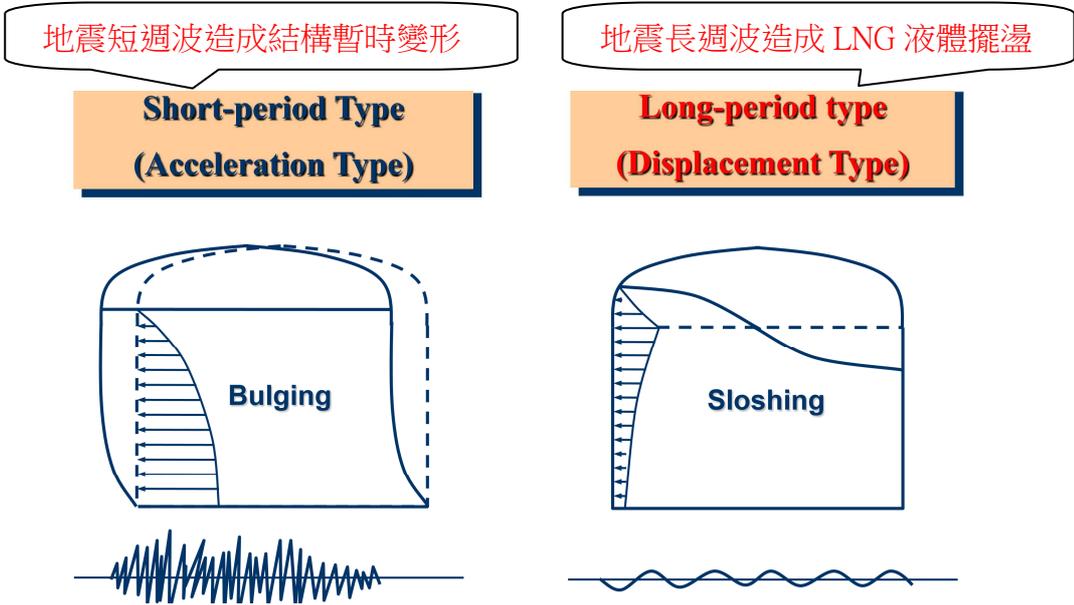


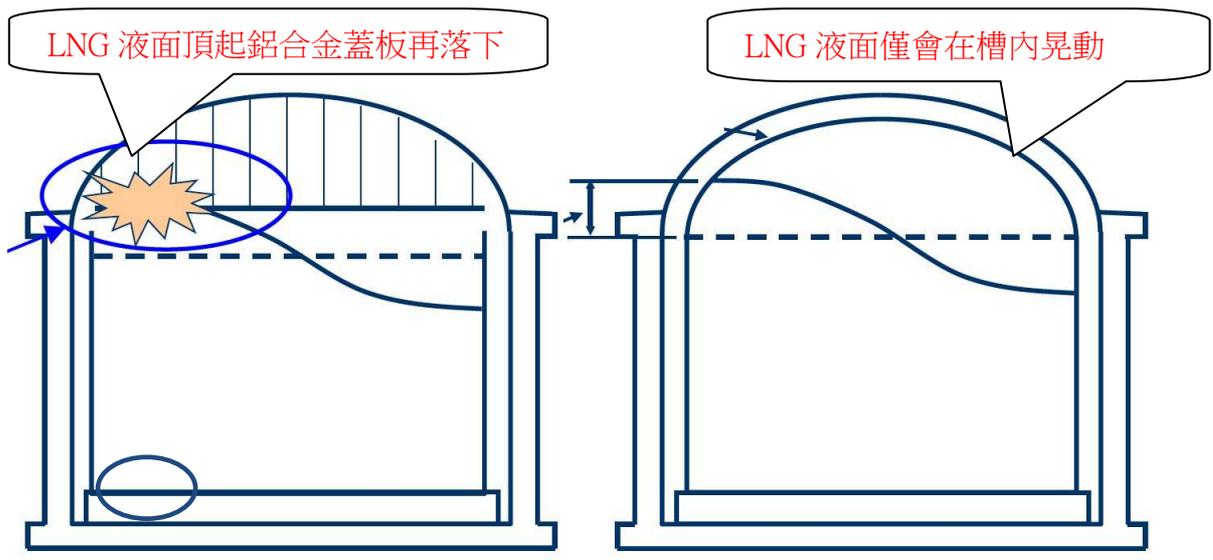
KHI 資深工程師 F. Sakai 於 Static Tilt Tests Of A Full-Sized Cylindrical Liquid Storage Tank 報告中指出，如下圖，當地震來臨時儲槽壁一邊往下挫屈變形，另一邊則被向上抬升。此時如有地錨帶與儲槽基礎(Tank Foundation)緊緊結合抓住儲槽，則儲槽危傾的程度很小；反之，沒有地錨帶的設計，儲槽容易傾斜。

**Phenomena caused due to Uplift Rocking
under Earthquake Excitation**



雙拱頂式儲槽因內槽為全密閉式，可以完全抵擋大地震造成的 LNG 液體擺盪衝擊力(Sloshing Impact)，但是吊頂式儲槽只用鋁合金蓋板壓在內槽頂，大地震時恐有 LNG 溢出內槽進而形成大量蒸發瓦斯 BOG(Boiled Off Gas)衝擊外槽結構之虞。同時，因 LNG 液面波浪頂起鋁合金蓋板再落下時將損壞內槽頂與蓋板間的封板(Seal Plate)，如下圖所示：



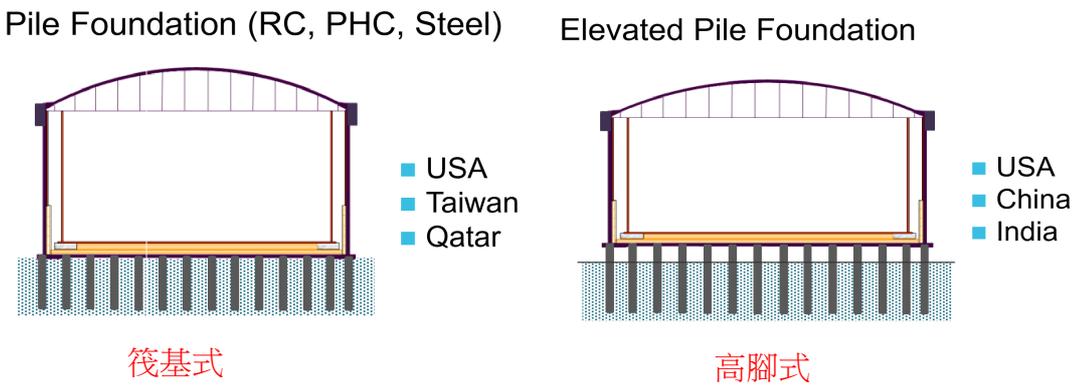


雙拱頂式儲槽內、外槽間的環狀空間(Annulus Space)充滿氦氣，並與旁邊充滿氦氣的呼吸槽(Breathing Tank)相連通。當天然氣儲槽灌入 LNG 時內槽會收縮，此時呼吸槽的氦氣會流入環狀空間；而當 LNG 打出儲槽時內槽會膨脹，此時氦氣會流回呼吸槽。如此一來，可以時時讓環狀空間充滿氦氣並保持在微微正壓狀態，以確保外部的空氣無法流進外槽；這樣的設計不但避免了萬一內槽洩漏時 LNG 或 BOG 與氧氣接觸爆炸的可能性，同時因無氧氣，內、外槽間也不易銹蝕，增加了儲槽壽命及安全性。反觀吊頂式儲槽的內、外槽間充滿了 BOG，一旦外槽有破洞就有可能發生甲烷與氧氣結合爆炸的意外。

故基於上述理由，日本與台灣都採用雙拱頂式(Double Domed Roof Type)設計，而不用吊頂式(Suspended Deck)設計，且日本瓦斯學會(JGA)制定適用法規指針時即已指定地上型天然氣儲槽設計需採用雙拱頂式(Double Domed Roof Type)。

筏基式(Raft Type)及高腳式(Elevated Type)比較

LNG 地上型儲槽儲槽基礎型式，主要包括了筏基式基礎(Raft Type Foundation)及高腳式基礎(Elevated Type Foundation)兩種，日本瓦斯學會(JGA)於適用法規指針中規定，日本的地上型儲槽都須採用筏基式基礎而不採用高腳式基礎；因為要確保大地震來臨時萬一內槽洩漏的同時外槽可以結構完整並充當承接 LNG 的容器。而高腳式一般都設計在較少地震的國家，如中國、印度等。日本瓦斯學會(JGA)亦規定日本地上型儲槽的筏式基礎裡都需配置加熱器。加熱器可為碳鋼管或不銹鋼管預埋在基礎裡，管內可以通熱除礦水或配置發熱導線。加熱器的功能是避免儲槽內的低溫 LNG(-162℃)因熱傳效應將冷能傳遞至儲槽基礎底下的土壤，造成土壤裡的水結冰隆起(Frost Heave)破壞基礎結構。



BOG 氣化鼓風機及 BOG 壓縮機

LNG 接收站中的 BOG，主要來源有二，一為 LNG 船卸收時產生，另一則在一般狀況下儲槽自然產生。在 LNG 船卸收期間，可能因為儲槽內壓變化，造成較大量 BOG 產生，一般除了 BOG 回收設備外，常以切換儲槽進液方式輔助調控。BOG 壓縮機的流量控制可在自動或手動兩種模式下運行。

本次參訪的 IHI 公司，是日本有名的天然氣儲槽建造商，台灣中油的台中一期儲槽，即是由 IHI 與中鼎合作建造。另外 IHI 公司生產的 BOG (Boiled-off Gas) 壓縮機，可使用在低溫(-160°C)中，至今已賣出 233 Units，其中 70%銷售到海外，並且在泰國有自己的工廠。IHI 的壓縮機符合 API 618 & ISO 13707 相關規定，屬於水平對立平衡式(Horizontal Balanced Opposed Type)的，其中的 Rider Ring 與 Piston Ring 是重要零件，IHI 設計了一套線上監測系統延長操作時間(1600 hrs → 3200 hrs)才需折換。以下是 BOG 氣化鼓風機及 BOG 壓縮機外型圖：

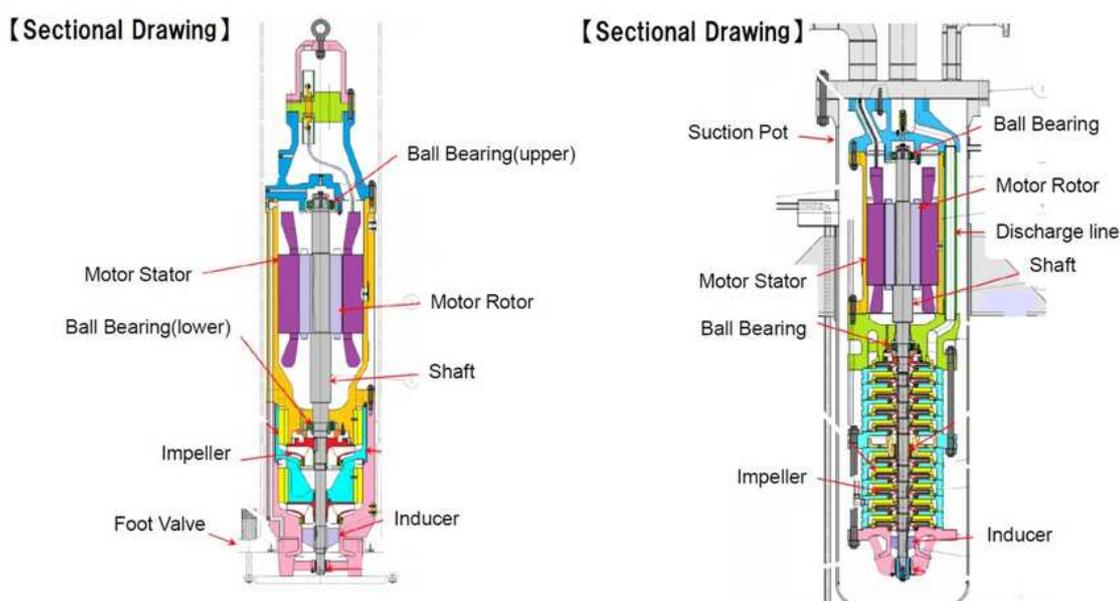


一級泵及二級泵

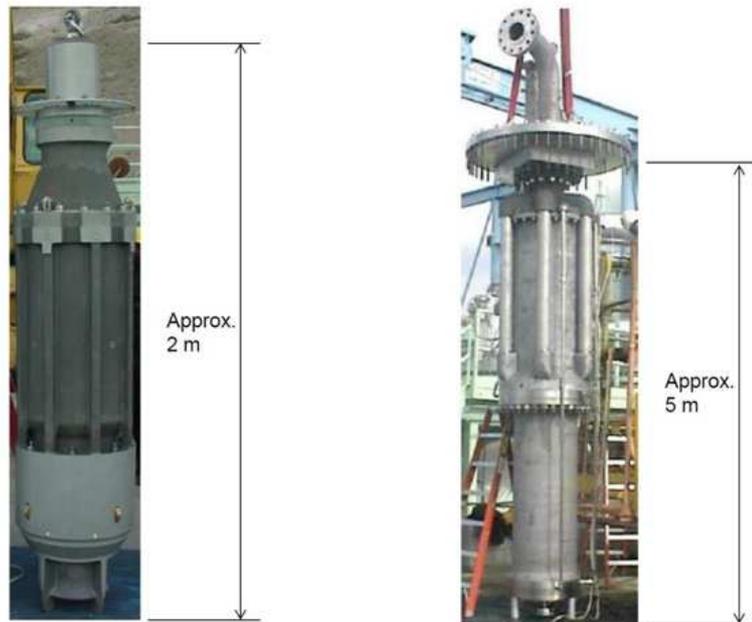
接收站內 LNG 規劃以二個階段輸出，第一階段以裝設於儲槽內的一級泵，將 LNG 送至再冷凝器。第二階段以二級泵，將 LNG 加壓，經氣化器氣化為天然氣。

一級泵規劃為保持儲槽之槽壁完整，提高安全性，儲槽所有進出管線規劃皆由槽頂進出，警報及緊急關閉儀表都應該於設計初期被考慮；二級泵規劃採用儲罐型式，主要將泵浦及套筒裝置在一小儲罐內，當液化天然氣流入小儲罐內，經由泵加壓送出。日本較著名的 LNG Cryogenic pump 製造廠商有 Nikkiso, Shinko, EBARA 三大家，本次參訪的 Shinko 公司，該公司是以輪船上使用的低溫泵起家，LNG 接收站採用的儲槽內一級泵，及儲槽外的二級泵，Shinko 皆有製造生產。

因為一級泵及二級泵要耐低溫，一般這種泵的材質，都是用沃斯田鐵系不銹鋼 (SUS304)，而形式則採圓筒式 (Barrel Type) 設計。當然，首當其衝的吸入口處，多採用抗低溫的材質如鋁合金 (Al alloy)，泵軸為 SUS304，馬達軸為 9% Ni-steel，泵葉亦為鋁合金 (Al alloy)，且採上半段各級葉片與下半段各級葉片對稱設計，增加平衡以減少啟動時的軸向推力。以下是一級泵與二級泵的細部圖面：



LNG Pump 一般都是採全浸式設計，所以又稱 Submerged Pump。運轉時，利用 LNG 潤滑軸承並將馬達產生的熱帶走，Shinko 聲稱其製造的泵不需要甚麼特別保養，軸承 (NSK 製造) 壽命約可到 30000 小時。不過，一般業界都會在 8000 小時後，開始考慮是否換軸承。因一旦離開 LNG 回到室溫時，此時各軸承一定要全部都換新，然後才能再將泵慢慢預冷至 -162°C ，浸到 LNG 液裡。整個程序要好幾個小時，而整套保養估計約為 300 萬，所以業界無不設法延長保養時間，最典型的方法就是監控振動來判斷軸承壽命。以下是一級泵與二級泵的外形圖：



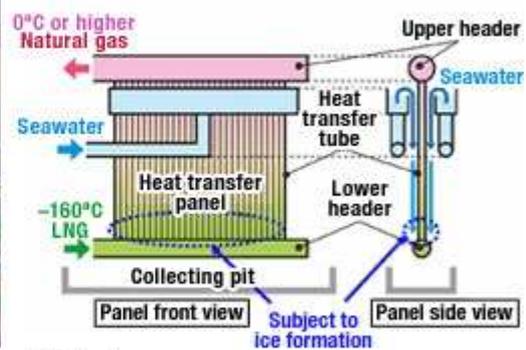
LNG 氣化設備(ORV、SCV、IFV)

一般來說，開架式氣化器(ORV)一般適用於基載(Base Load)運轉，而中間媒體式氣化器(IFV)，則適用於冷能利用，或冷能發電設備合併設置使用，浸燃式氣化器(SCV)適用於尖峰支援使用。氣化 1 噸 LNG 約需 40 噸海水。若比較待機後啟動的速度，ORV 是可以比 IFV 快的，在調度上比較有彈性。本次參訪的住商精密產品商社(SPP, Sumitomo Precision Products)是專業的 LNG 氣化設備製造商，能夠製造並安裝開架式氣化器(ORV, Open Rack Vaporizer)，沉燃式氣化器(SCV, Submerged Combustion Vaporizer)，及其他型式的氣化器。LNG 接收站的氣化器主流也是採用 ORV，目前台灣中油公司於台中接收站配置 8 座，永安接收站 6 座；都是採用該公司的 ORV 設備。開架式氣化器(ORV, Open Rack Vaporizer)

ORV 的操作原理很簡單，即是 LNG 從管排(Panel)下方集管進入延著小管(Tube)向上，同時與由上而下流下的海水做熱交換，氣化後在由上方集管流出。為了增加熱交換效率，ORV 製造廠家無不絞盡腦汁設計熱交換管排；如 KOBE 採用管中管的管排設計，稱為 SUPERORV 如下圖：



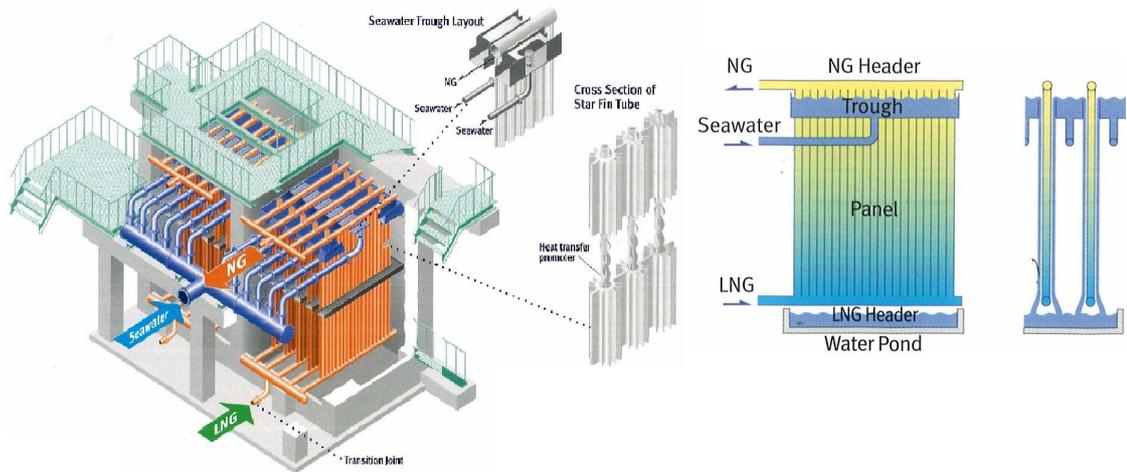
First commercial SUPERORV (Osaka Gas Himeji terminal)



ORV structure

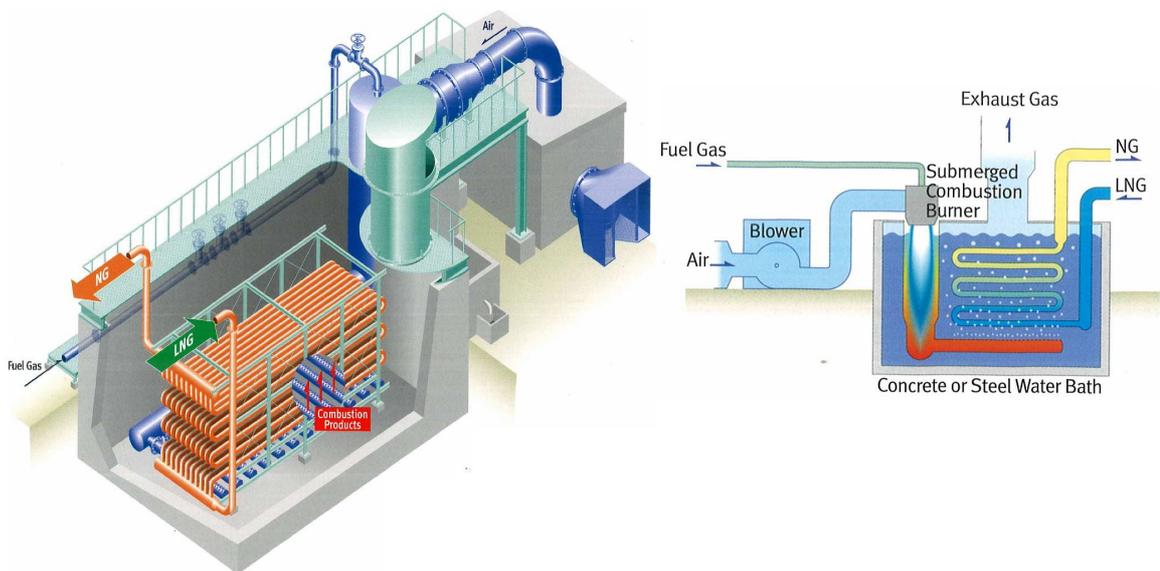
住商精密產品商社(SPP)則設計了星形管，並於管中加入可增加 LNG 紊度的熱傳提升器，並於 2000 年取得專利，稱為 HiPer V 熱交換器，SPP 的新一代設計採用 12

鱗片的星形管，且不同於以往在表面噴塗抗沖蝕塗層，新一代採用先覆鋁-鋅層再冷拉的星形管，表面可得到更好的抗沖蝕性，壽命可增長至 15 年。開架式氣化器(ORV, Open Rack Vaporizer)外型圖及星形管如下圖：



沉燃式氣化器(SCV, Submerged Combustion Vaporizer)

沉燃式氣化器是在水浴中置入以天然氣為燃料的燃燒器，利用加熱的水浴來間接加熱氣化液化天然氣，以避免直接加熱的危險。在操作時，通常是以開架式為主，沉燃式僅在尖峰供氣補充及開架式停車修護時備用。

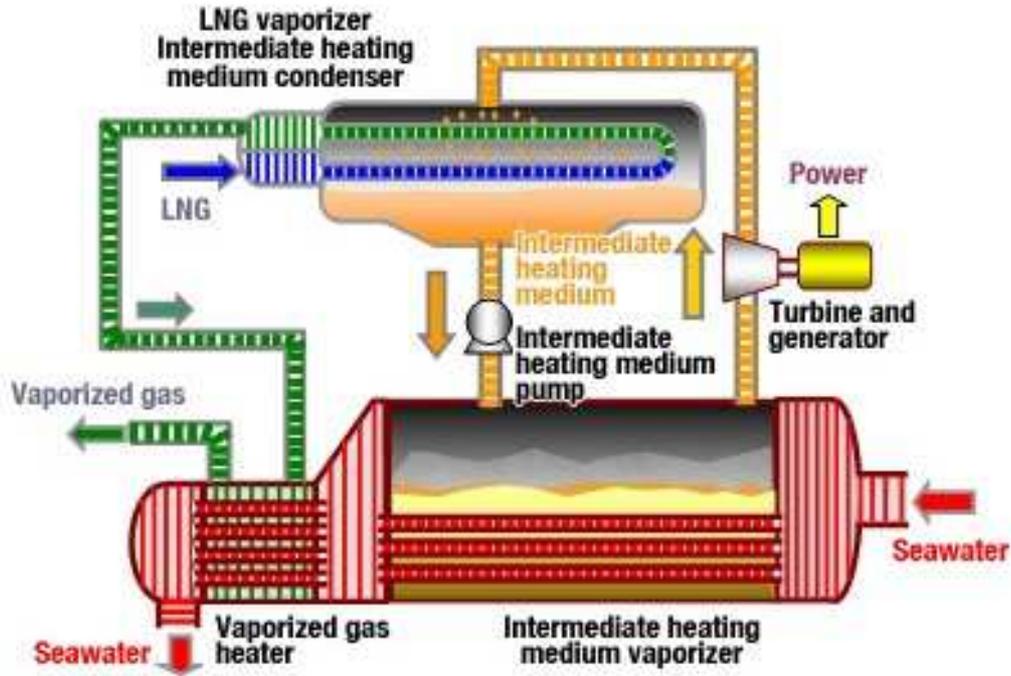


中間媒體式氣化器(IFV, Intermediate Fluid Vaporizer)

中間媒體式氣化器的操作原理即是利用壓力能(膨脹做功)與溫度能(朗肯循環-Rankine Cycle)的能量來推動氣輪機發電。其中壓力能膨脹做功即利用 -162°C 的LNG(甲烷)先經過第一段熱交換器與 -84°C 的Propane(丙烷)熱交換，離開第一段熱交換器後的LNG約為 -60°C ，再進入第二段熱交換器與 25°C 的海水做熱交換，最後變成 5°C 的天然氣經氣輪機膨脹($40\text{kg}/\text{cm}^2 \rightarrow 30\text{kg}/\text{cm}^2$)做功。而溫度能(朗肯循環-Rankine Cycle)是利用 -84°C 的液態丙烷經泵加壓至 $36\text{kg}/\text{cm}^2$ 後與 20°C 的海水做熱交換，變成 -9°C 的氣態丙烷後再去推動氣輪機做功。

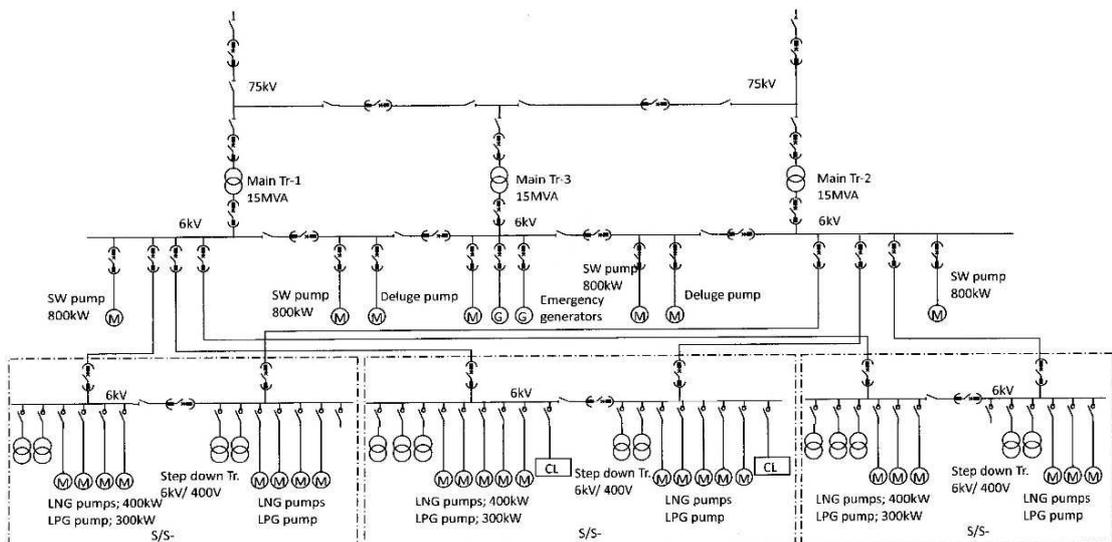
概略而言，LNG的冷能約 $920\text{ kJ}/\text{kg}$ ，其中 $500\text{ kJ}/\text{kg}$ 用於膨脹做功，每噸LNG

約可產生 38 kW 電力；而 420 kJ/kg 用於朗肯循環做功，每噸 LNG 約可產生 25 kW 電力。若與天然氣複循環機組的發電量相比(每噸 LNG 約可產生 9000 kW 電力)，冷能的發電量是小巫見大巫，但是以能量回收不浪費的角度想，與其用海水將冷能帶回海裡不如多少回收一下能量。



液化天然氣接收站電氣系統

電氣系統單線圖，採用雙迴路供電，其中任何一迴路異常將自動切換至另一迴路，以提升供電可靠度。全廠共有三台主變壓器，將電壓降為 6kV，分別供應到不同之主中壓匯流排，全廠最大之負載為海水循環泵約 800kW，接到主中壓匯流排。同一儲存槽之 LNG 及 LPG 泵分為兩個群組，分別連接到不同供電來源之 6kV 子匯流排。全廠設有一台緊急柴油發電機，以供失去外部電力時全廠安全停機使用，在失去外部電力時由分散式控制系統進行連鎖邏輯控制，僅與安全停機有關負載可以投入，以避免其他負載被投入，造成緊急柴油發電機過載跳脫。

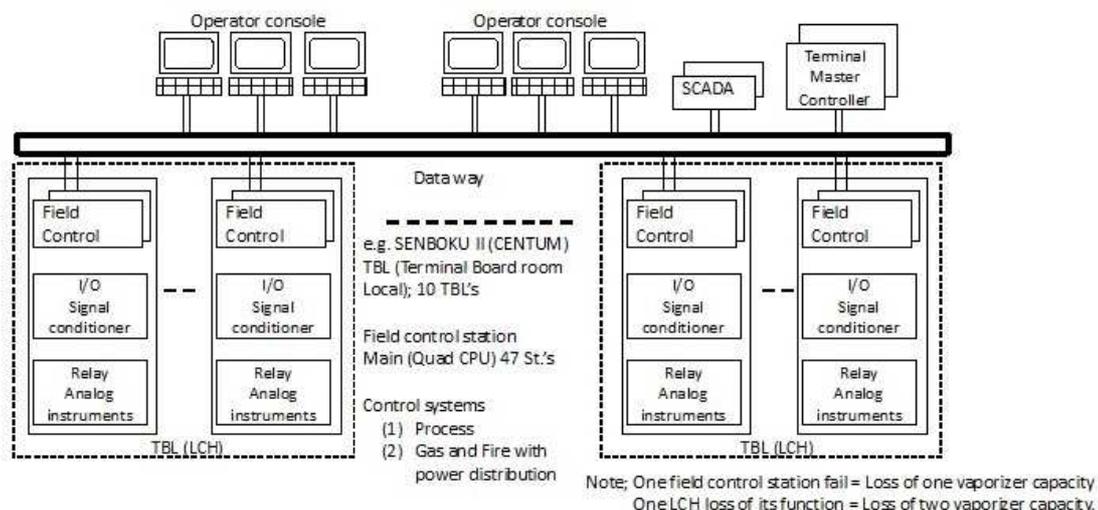


在緊急狀況下，所有緊急操作所需閥類均不採行馬達驅動，而改以氣動方式操作。因此只有控制用儀用氣壓系統及釋壓閥所需的少量電磁閥，在緊急情況下必須加電壓以使系統安全停機。此外每一個重要的緊急關斷閥(ESV Emergency Stop Valve)均配置備用儀用空氣蓄壓器(Accumulator)，當失去電力時可供閥體操作使用。至於天然氣儲存槽洩壓閥，則以氮氣作為儀用空氣之備援系統。因此緊急柴油發電機僅作為消防系統及一級泵持續運轉，保持氣化設備之低溫狀態用。綜合上述，天然氣接收站安全隔離或安全停機所需電力極小，安全停機或隔離時，所需電力用以確保控制系統、火警系統、氣體系統及緊急系統持續運轉，此外各個區域控制站均設有雙重備援之 30-50 kVA 不斷電系統。

至於在失去外部電力時，天然氣接收站仍必須具備供氣至複循環機組安全停機之能力，目前並無這方面的設計。惟有於天然氣接收站內，配置足夠容量之緊急柴油發電機及規劃相關輔機系統方面，建立緊急狀況下，天然氣接收站自給自足電力系統。

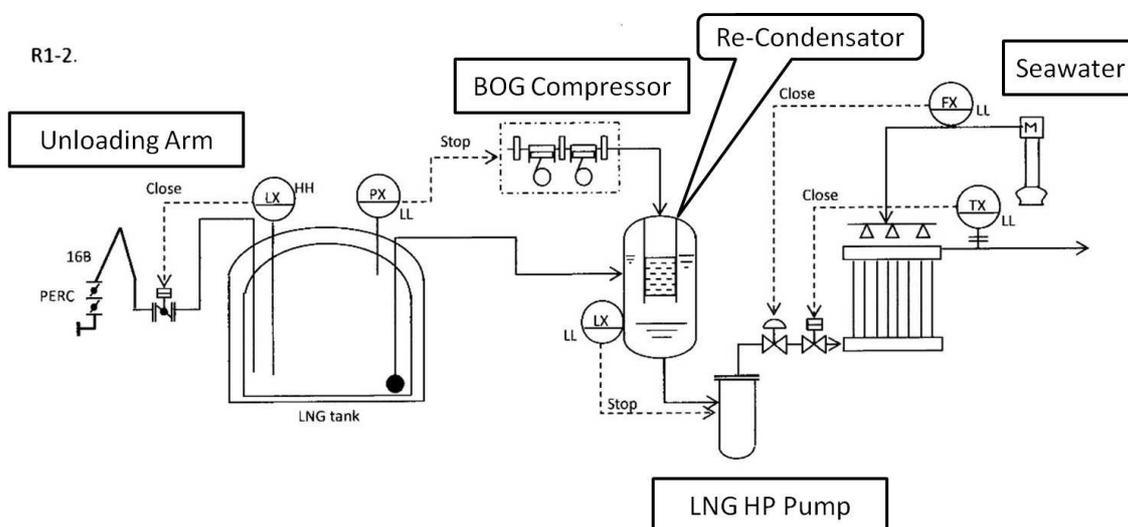
液化天然氣接收站儀控系統

天然氣接收站儀控系統均採用分散式控制系統(DCS)，以個別設備或控制程序之需求進行機械設備之連鎖與控制，各區域控制盤分別控制所屬設備，經複聯(Redundancy)網路連結各區域控制盤，將相關控制、連鎖、監視信號經由網路系統送至中央控制室，值班人員可經由操作者介面控制及監視各設備之狀態，整體控制架構詳如圖 10-1。以天然氣接收站內的氣化器為例，每一個現場控制盤控制一台氣化器，故一台現場控制盤故障只影響一部氣化器。兩台現場控制盤組成 LCH，LCH 故障則影響二部氣化器。



以大阪瓦斯公司所規劃的 LNG 接收站控制室為例，其面積約為 17X17 米。在中央控制室即可進行所有的控制，就算是套裝設備如 BOG 壓縮機等，其控制均建置於分散式控制系統程序控制中，故毋須至現場操作控制盤，所有控制(包含套裝設備，如：BOG 壓縮機、天然氣儲存槽內的一級泵等)均在中央控制室內，並於中央控制室內執行日常起、停及程序控制等，並接收現場控制盤回送至各項狀態及警報信號。現場控制盤僅針對非常規操作，如：沖放程序、冷卻程序、停機維修後初始啟動等操作。

設備之間關斷閥，停止液化天然氣輸出。若海水泵浦管路上，海水流量過低，亦可能造成液化天然氣氣化不完全，故同樣關閉二級泵至氣化設備之間關斷閥。全廠程序控制系統之警報設備則在設備運轉之相關控制參數、監測信號偏離正常值時產生警報信號。



針對氣化設備，在中央控制室設有緊急停止開關，用以關斷輸出之天然氣。基本上天然氣接收站所有感測元件均為單元件；而與其他設備相關聯，會引發連鎖跳脫之信號則採二選二或三選二方式進行規劃。通常儲存槽壓力、氣化器出口溫度、氣化器輸入之天然氣壓力，採三重備份，三選二方式進行規劃。與跳脫有關之信號，被歸類為 SIL 1(即 Level 1)，均採硬體接線，不經由軟體或通訊界面進行傳輸。針對嚴重火災或爆炸事件，並未設置急停開關用以關斷、停止全廠所有設備。

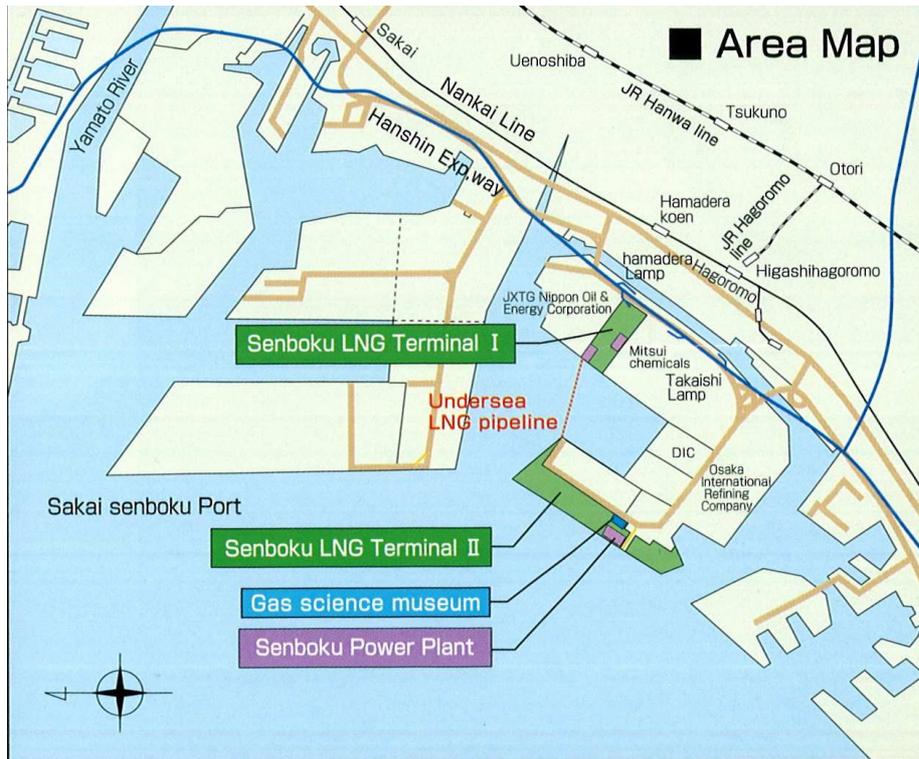
其餘液化天然氣儲槽之各類感測、控制元件如下：

- (1) 二組液位偵測元件，且其工作原理不同，以防止共同錯誤(common failure)發生。
- (2) 密度偵測器。
- (3) 內、外槽均設有 3 支壓力計及傳送器(並執行 3 選 2 控制)。
- (4) 精確型溫度偵測元件：內槽分別在底部裝設 4 支(或 2 支)、槽壁裝設 3 支(或 2 支)、槽頂裝設 3 支，溫度感測器。
- (5) 成束溫度偵測器，用以偵測 LNG 在不同深度之溫度，以判別 LNG 是否分層，共 16 束。
- (6) 天然氣汽相(Vapor Phase)分析器 1 套
- (7) 吸入式氣體偵測器，用以偵測內、外槽間環型空間(Annular Space)是否有天然氣，共 5 支。(四週各 1 支，上方 1 支)
- (8) 低溫光纖線型溫度偵測系統一套，裝設於內、外槽間環型空間。

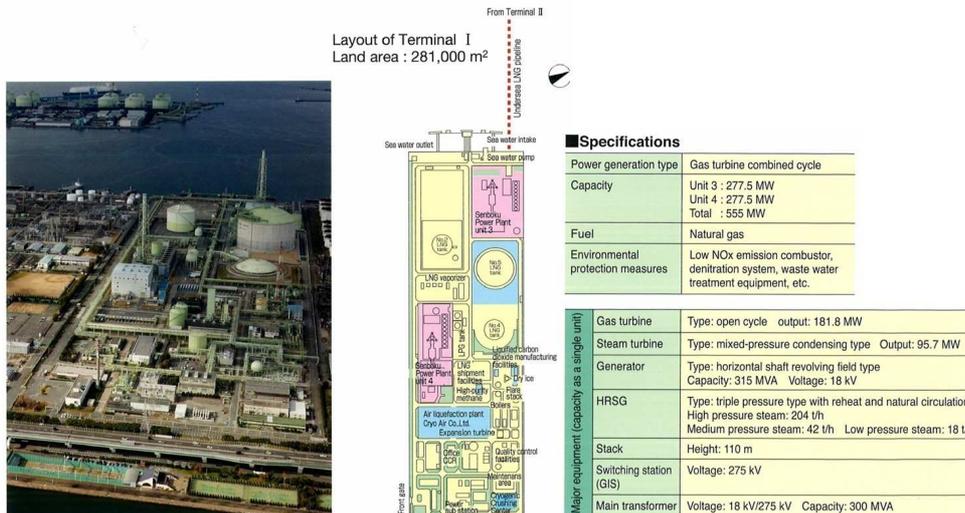
參訪液化天然氣接收站及複循環發電廠

泉北(Senboku)天然氣接收站#1 & #2 及複循環發電廠

泉北天然氣接收站分為泉北#1 廠(1971 年商轉)與泉北#2 廠(1977 年商轉)，廠區位於近磯泉北灣內；二廠相距數公里，交通車程約 20 分鐘。泉北#1 廠佔地約 28 公頃，泉北#2 廠約 73 公頃。日本自 1995 年開放 IPP 電力零售事業後，在天然氣接收站蓋發電機組發電賣電就成了天然氣業者的重要副業。

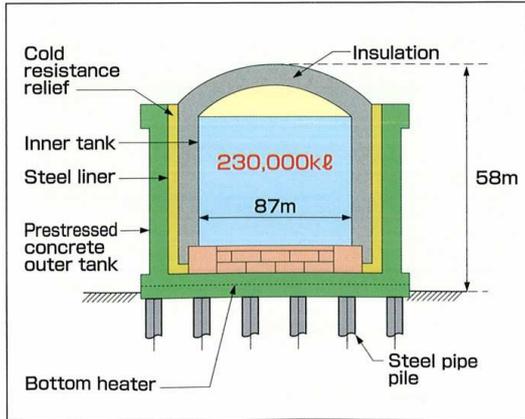


泉北#1 廠內蓋了 Unit 3 & 4，單機裝置容量約為 277.5MW/ unit。泉北#1 廠區面積較小，約 28 公頃，當初也是填海造地而成的；泉北#1 廠目前員工約 80 人，因與三井化學(Mitsui Chemical)相鄰可提供液化 CO2 當化工廠原料，故全年運轉效率維持在 70%。泉北#1 廠一樣有 2 部冷能發電機組，但都是壓力能膨脹做功型的，共可發 2400 kW。

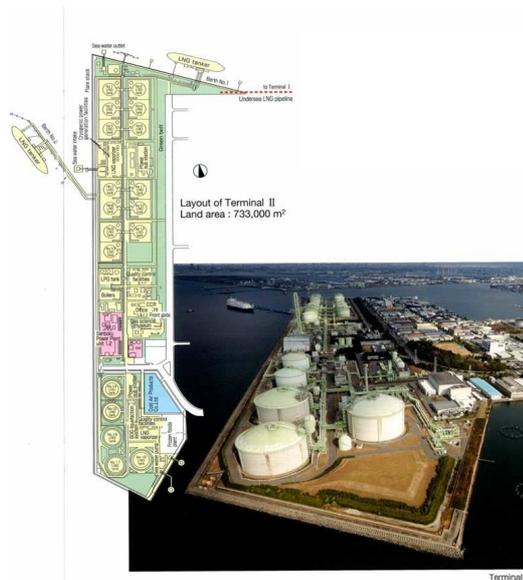


泉北#1 廠，目前有 3 座 LNG 儲槽，一個地下型儲槽(In-ground Type)，2 個地上型儲槽，於 1972 年開始營運，因為 NO.1 地下儲槽會漏，所以拆掉改蓋地上型儲槽，並於 2 年前，由 TKK 建造完成 23 萬公秉全容式雙拱頂儲槽，亦為世界上最大的地上型公秉全容式雙拱頂儲槽。

Structure of Full containment LNG tank

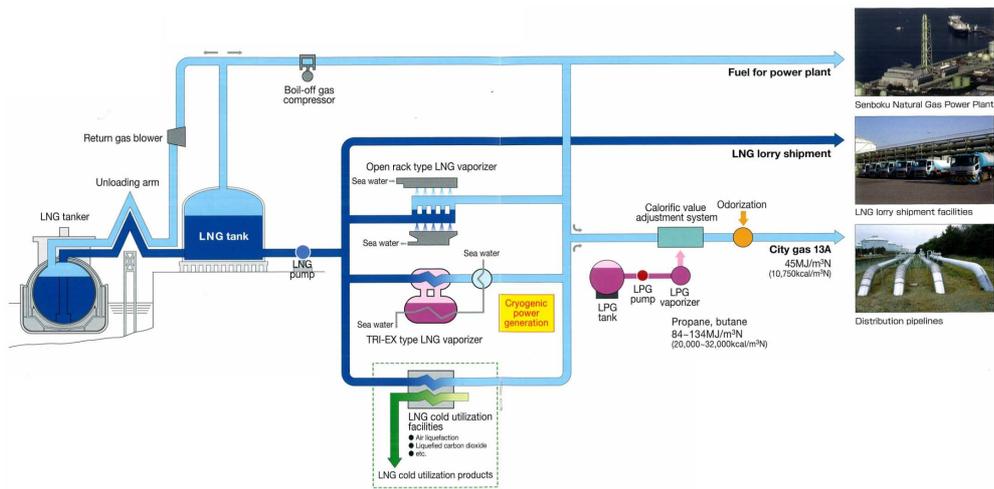


泉北 #2 廠於 2009 年完成建置 Unit 1 複循環發電機組並開始發電，往後又蓋了 Unit 2，單機裝置容量 277MW；廠區的綠帶，約佔廠區 40%面積，泉北 #2 廠共有 18 個 LNG 儲槽，前 13 個是容量較小(7.5 萬公秉)使用共同圍堰的雙壁金屬槽，NO.14 與 NO.15 則為容量較大具獨立防液堤的雙壁金屬槽。自 NO.16 開始，OGS 就採用全容式雙拱頂儲槽，NO.16 為 IHI 承造的 14 萬公秉儲槽，NO.17 為 KAWASAKI 承造的 18 萬公秉儲槽，NO.18 為 TKK & MHI 承造的 18 萬公秉儲槽。泉北 #2 廠員工約 220 人，發電部約 60 人，氣化設施與其他約 160 人。廠內除了 LNG 接收站的必要配備外，另有空氣分離、CO₂ 液化、冷能發電、及天然氣複循環發電等設備。



Specifications		
Power generation type	Gas turbine combined cycle	
Capacity	Unit 1 : 277 MW Unit 2 : 277 MW Total : 554 MW	
Fuel	Natural gas	
Environmental protection measures	Low NO _x emission combustor, denitration system, waste water treatment equipment, etc.	
Major equipment (capacity as a single unit)	Gas turbine	Type: open cycle output: 182 MW
	Steam turbine	Type: mixed-pressure condensing type Output: 94.8 MW
	Generator	Type: horizontal shaft revolving field type Capacity: 310MVA Voltage: 20 kV
	HRSG	Type: triple pressure type with reheat and natural circulation High pressure steam: 204 t/h Medium pressure steam: 46 t/h Low pressure steam: 22 t/h
	Stack	Height: 149 m
	Switching station (GIS)	Voltage: 275 kV
	Main transformer	Voltage: 20 kV/275 kV Capacity: 300 MVA

大阪瓦斯公司所安排參訪的泉北液化天然氣接收站一廠及二廠，其接收站內的運作流程，與前述的液化天然氣接收站運作流程大同小異，主要的差異是泉北液化天然氣接收站設置有 LPG Tank、TRI-EX Type LNG vaporizer 及 LNG cold utilization facilities。

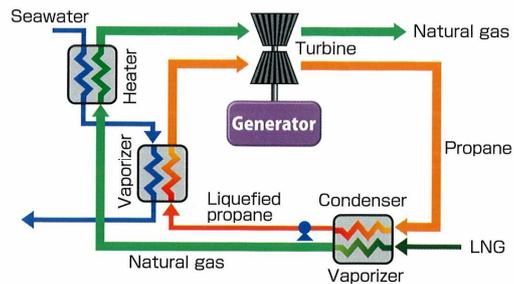


(1)液化石油氣儲槽(LPG Tank)：因大阪瓦斯公司主要業務在輸出城市瓦斯，故當液化天然氣氣化之後，必須加入 LPG 進行熱值調整，以及天然氣無色無味，仍需加入味道，以利一般民眾使用上的安全，才會進行輸出。

(2)三重熱交換器(TRI-EX Type LNG vaporizer)：即是中間媒體式氣化器(IFV, Intermediate Fluid Vaporizer)，大阪瓦斯公司利用 LNG 冷能發電，於泉北液化天然氣接收站二廠規劃了兩部冷能發電機機組，分別為 1450kW 即 1600kW。

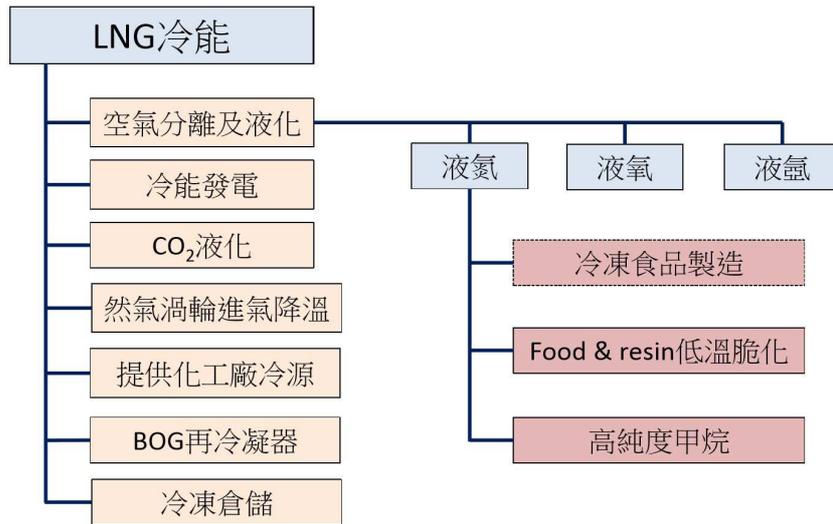


- Generator 1(1,450kW) installed in 1979
- Generator 2(6,000kW) installed in 1982



	Generator 1	Generator 2
Power output	1,450 kW	6,000 kW
Power generation system	Rankine system	Rankine system Direct-expansion system
LNG amount used	60 t/h	150 t/h
Seawater amount used	3,000 t/h	6,000 t/h

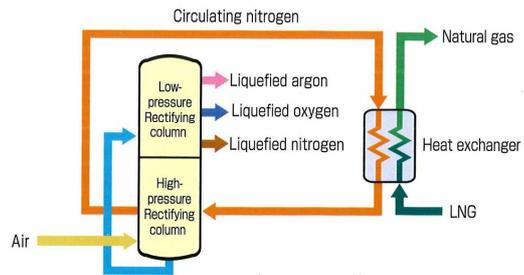
(3)液化天然氣冷能利用設備(LNG cold utilization facilities)：LNG 冷能的利用範圍主要空氣分離、冷能發電、CO₂ 液化、燃氣渦輪進氣降溫、提供化工廠冷源、BOG 在冷凝器及冷凍倉儲。



除了泉北液化天然氣接收站二廠規劃了兩部冷能發電機機組外，泉北液化天然氣接收站一廠及二廠皆有規劃空氣液化分離設備及 CO₂ 液化設備。



Air liquefaction flowchart

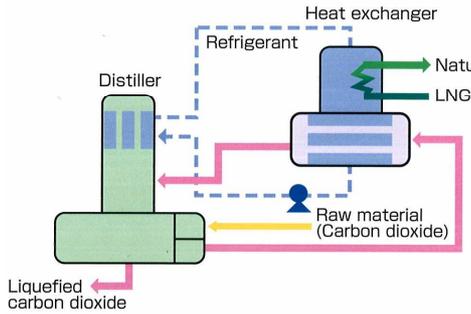


- COLD AIR PRODUCTS Co.,Ltd. was established in 1975.
- CRYO AIR Co.,Ltd. was established in 1991.
Power cost: Saving of 50%
Amount of cooling water: Saving of over 70%

	COLD AIR PRODUCTS Co.,Ltd.	CRYO AIR Co.,Ltd.
Manufacturing capacity		
Liquefied oxygen	7,500Nm ³ /h	6,500Nm ³ /h
Liquefied nitrogen	7,500Nm ³ /h	15,000Nm ³ /h
Liquefied argon	200Nm ³ /h	440Nm ³ /h
Gaseous oxygen	—	4,000Nm ³ /h
Start of operation	1983	1993

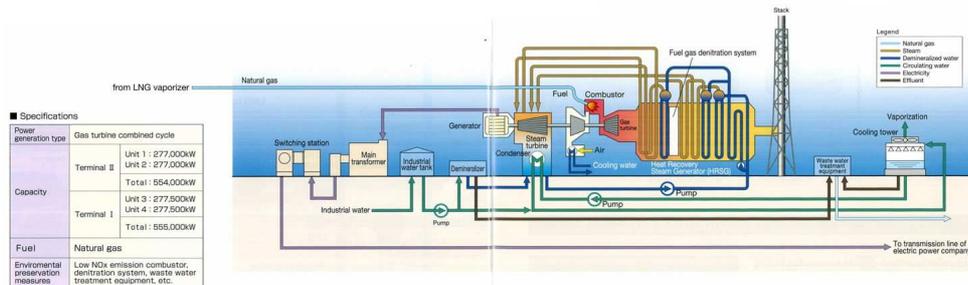
利用 LNG 低溫冷能將空氣液化，分別分離出液化氫氣、液化氧氣及液化氮氣，將上述這些液化氣體轉賣給附近的化工廠使用。另外利用 LNG 低溫冷能將二氧化碳液化後，可轉賣給碳酸飲料工廠或製造成滅火器。

Liquefied carbon dioxide manufacturing flowchart



- Unit 1 started operations (Production capacity: 125 ton/day) 1980
- Unit 2 started operations (Production capacity: 110 ton/day) 2004

泉北的天然氣複循環發電機組是單軸式的，主要是將 BOG (Boiled off Gas) 加壓至約 30 kg/cm² 並與氣化的天然氣會流後，引出一部份供機組發電，其餘則輸送出廠供應工廠及家庭用戶。因為是後來才增建發電機組而非原來建廠(僅天然氣接收站)之規劃，所以在有限的空間裡佈置了單軸式複循環發電機組，且採用氣冷式冷卻水塔來支援冷凝水之餘熱移除，流程概如下圖：



Specifications	
Power generation type	Gas turbine combined cycle
Capacity	Unit 1: 277,000kW
	Unit 2: 277,000kW
	Total: 554,000kW
	Terminal II
Terminal I	Unit 3: 277,000kW
	Unit 4: 277,000kW
Total	555,000kW
Fuel	Natural gas
Environmental preservation measures	Low NOx emission combustor, denitration system, waste water treatment equipment, etc.



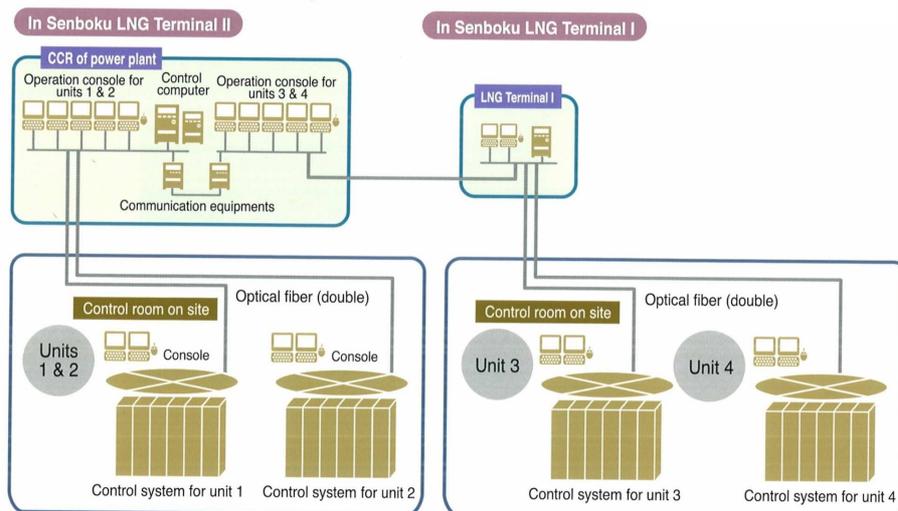
Gas turbine combined cycle power generation plant



Main transformer

泉北天然氣複循環發電機組分別設置在泉北液化天然氣接收站一廠及二廠內，四部機組的主要控制則被規劃連接至泉北液化天然氣接收站二廠的中央控制室內，複循環發電機組的現場控制室，僅保留約 2-3 人值班和操作。

Composition of remote control system

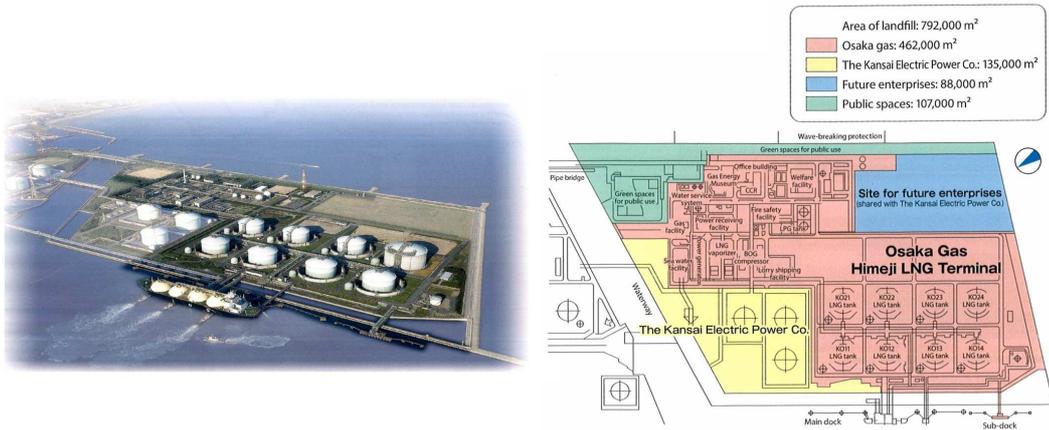


姫路(Himeji)天然氣接收站

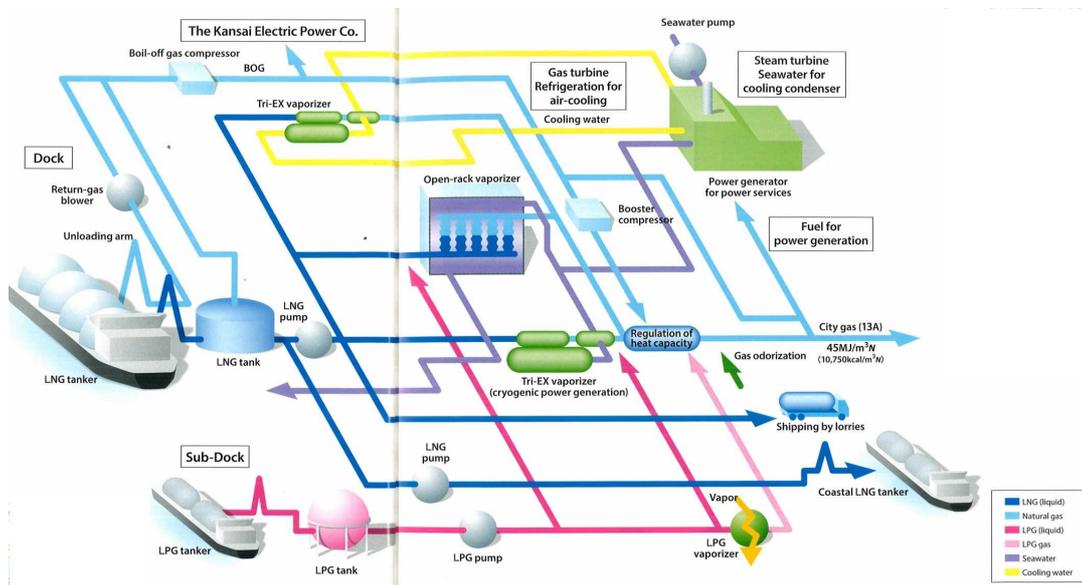
姫路天然氣接收站是大阪瓦斯公司在大阪灣的另一座接收站，於 1977 年填海造陸，1981 年建造，1984 年營運供氣，2000 年停止供氣給毗鄰的關西電力而改為自己發電售電，2004 年第一部 50MW 級發電機發電。



姫路廠有 1 條天然氣管，將過多用不完的 BOG 送往相鄰的關西電力電廠，姫路接收站另一個特色，即是抽取關西電力電廠溫排水渠道中的海水，以充當氣化器的加熱海水水源，因溫排水比普通海水溫度高可以獲得更好的氣化效率。不過取水口與氣化器距離不能太長，約在 1km 左右，否則水流太遠了也沒有溫度效益。相關佈置如下圖：



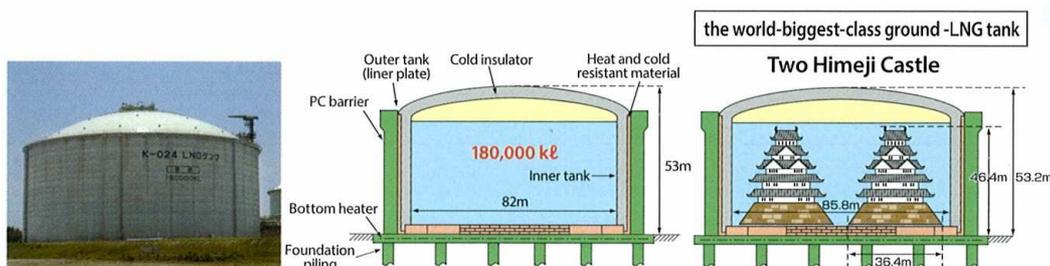
姬路接收站與關西電力採共同租賃(外包)拖船及警戒船模式，在卸料時消防泵需於碼頭隨時待命。在營運方面，姬路接收站人力約 100 人，40 人負責運轉，30 人負責維護，另 30 人為行政及其他。操作員採 2 班制值班，每一值 5 人出勤。而主控制室(阻尼防震設計)隔壁即是模擬器操作中心。在發電方面，整廠的冷能發電約為每 150 噸 LNG 可發 3800 kW，而發電主力為 2 部 52 MW 的天然氣複循環發電機組。姬路液化天然氣接收站，裝置有 2 部 IHI 製造氣機進氣冷卻(TIAC, Turbine Intake Air Cooling)的天然氣複循環機組，以 LNG 冷能製造冰水冷卻空氣，避免氣渦輪機進氣溫度上升造成機組出力下降，大阪瓦斯接收站之複循環機組皆有設置進氣冷卻系統，而泉北接收站之機組因為單機容量較大(約 277MW)，部分冷能已用於空氣分離廠、二氧化碳液化、冷能發電，所剩餘之冷能有限並考量 LNG 操作之波動性，故以機械方式製冷，非採用 LNG 冷能製造冰水冷卻空氣。



姬路廠區其他設備同一般天然氣廠之標配；除了有 5 部 IFV，1 部 ORV 外，比較特別的是配置 7 個 IHI & TTK 建造的 8 萬公秉雙壁金屬槽，及 1 個 KAWASAKI 建造的 18 萬公秉全容式雙拱頂儲槽，至於 18 萬公秉全容式雙拱頂儲槽內部體積大小，約可以容納兩座「姬路城」。

List of main facilities for manufacturing gas

	Capacity/performance	Number of unit	Remark
LNG tank	80,000 kℓ	7units	Metal double-shell method
	180,000 kℓ	1unit	PC method
Total	740,000 kℓ		
LNG vaporizer	60t/h•150t/h	3units•1unit	Tri-EX
	120t/h	1unit (with cryogenic power generation)	Tri-EX (2,800kW)
	150t/h	1unit	Open-rack
Total	600t/h		
Boil-off gas compressor	12t/h	4units	Reciprocating
Booster compressor	16t/h	3units	Reciprocating
	12t/h	1unit	Reciprocating

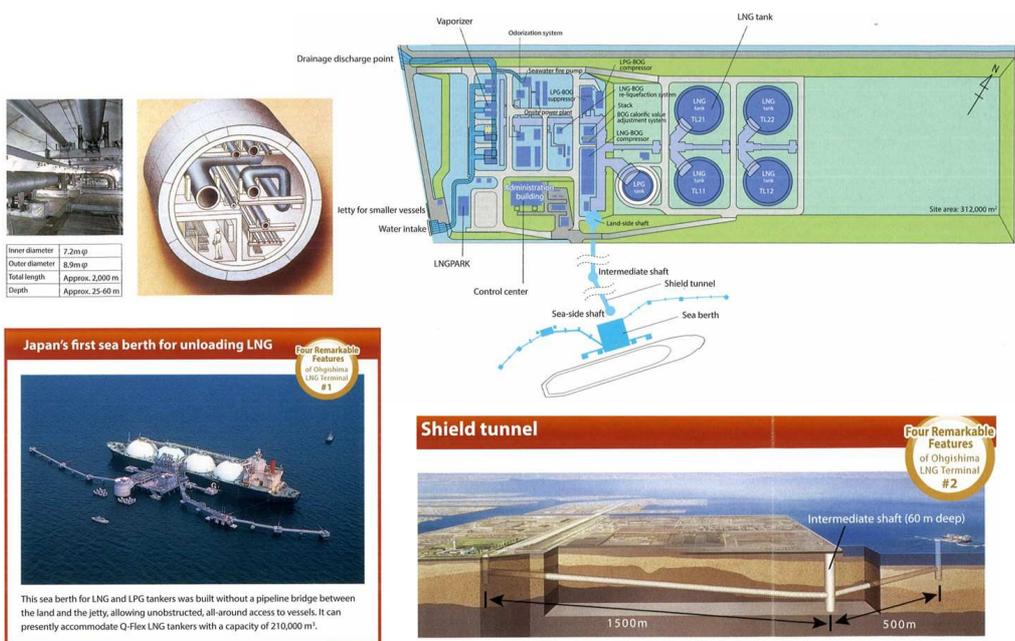


扇島(Ohgishma)天然氣接收站暨發電廠

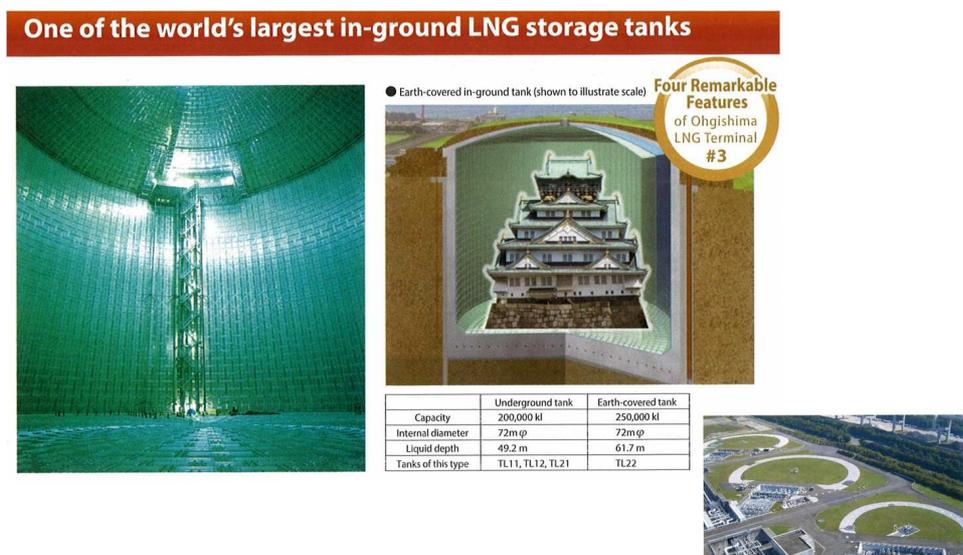
東京瓦斯公司下屬有 4 個天然氣接收站，分別 Negishi, Ohgishima, Sodegaura, 及 Hitachi LNG Terminal；前 3 個都在東京灣內，第四個在面臨太平洋茨城縣的日立港(Hitachi Port)。



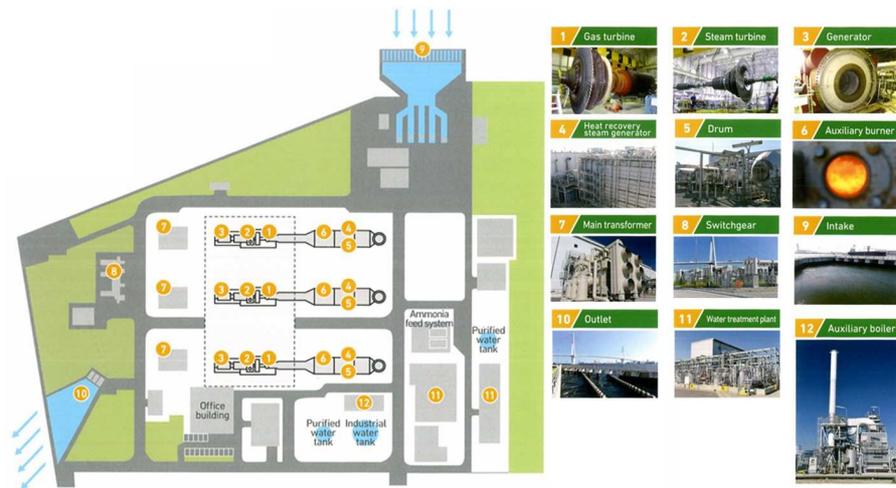
扇島(Ohgishma)天然氣接收站，因為地理位置的緣故，港區面積較小及水深不足，導致 LNG 運輸船無法直接入港，以及入港後，無法完成迴轉出港的動作，又鄰近土地屬於 JFE Steel East Japan Works 所有，所以東京瓦斯公司將碼頭(Jetty)建置在外海離岸，泊船棧橋離岸 500m，採用地下隧道內，配置全銲接天然氣管將天然氣輸送到廠區內。



扇島(Ohgishma)天然氣接收站，廠區擁有四座地下室液化天然氣儲槽，並擁有世界上最大容量 25 萬公秉地下式(In-ground) 儲槽，其內部體積約為一座「大阪城」的大小。



扇島(Ohgishma)天然氣發電廠，地理位置鄰近扇島(Ohgishma)天然氣接收站，皆是東京瓦斯公司規畫設計，廠內設有 3 部單軸式天然氣複循環機組，總毛出力為 1220MW。除發電機由 GE 供應外，GT(Gas Turbine)與其他設備由 Hitachi 提供。而 HRSG 另外設有輔助燃燒器(Auxiliary Burner)，當夏天氣溫高時空氣密度相對小，機組出力會減少，此時以輔助燃燒器增加蒸汽熱值及 ST(Steam Turbine)出力。

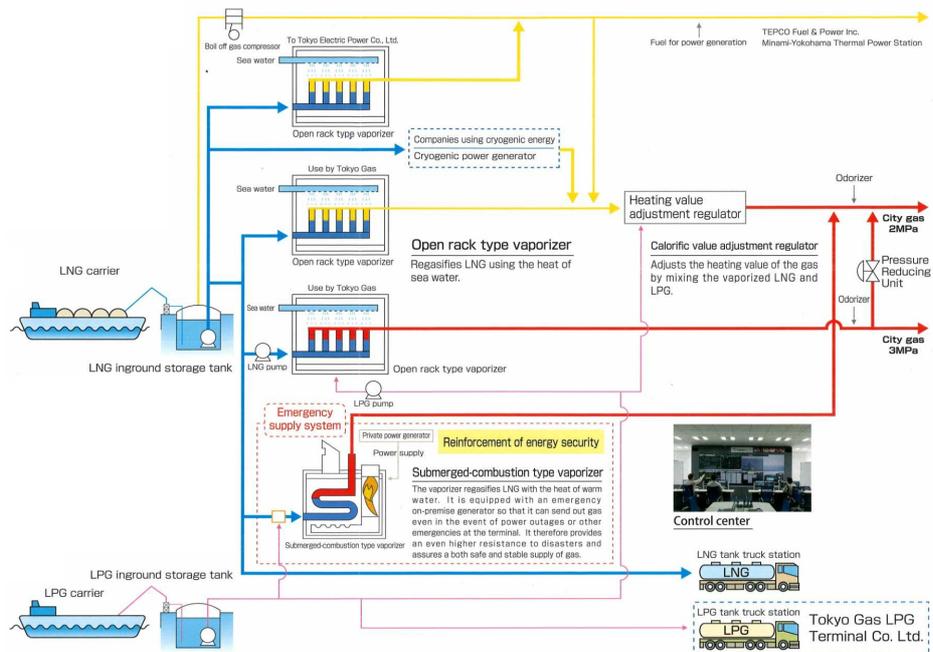


根岸(Negishi)天然氣接收站

根岸(Negishi)天然氣接收站，其地理位置在根岸灣內，這是日本第一座天然氣接收站，廠內有 5 座地上型儲槽及 10 座地下型(In-ground)儲槽。



根岸(Negishi)液化天然氣接收站，其液化天然氣接收站內處流程圖如下所示，設置 10 座 ORV 及 4 座 SCV，但 SCV 平常不用，只在輸出天然氣及氣化量不足時，才會使用 SCV 增加氣化量及天然氣輸出量。



根岸(Negishi)液化天然氣接收站較為特殊之處，設置 3 台支援全黑起動氣渦輪發電機，每台出力 5MW，當電力系統全黑時，此接收站可利用原本要外輸的天然氣作為燃料，提供站區各類輔機動力來源，並於 3-5 分鐘內讓接收站恢復產氣功能。全黑啟動演練更列為接收站模擬器中心重要課題。液化天然氣接收站除了供應家庭及工業天然氣外，另外還有冷能發電、冷能利用(超低溫儲藏、乾冰製作…)等設備。冷能利用主要有生產二氧化碳乾冰、空氣分離、冷凍倉儲(東京超低溫-鮭魚冷凍倉庫)，而冷能發電之發電量 4,400KW 約佔整個站區廠內用電 30%。



Production of dry ice



Ultra-deep frozen storage

國外公務之心得與建議事項

政府已明訂 2025 年能源配比目標為燃氣 50%、燃煤 30%、再生能源 20%，本公司為配合國家能源轉型目標，刻加速推動各項燃氣發電計畫，且為確保能源供應安全、提升營運彈性及自主性，並積極規劃於台中及協和電廠附近設置天然氣接收站，以直接供氣。

透過本次至日本 OGC(Osaka Gas Corporation)及 TGC(Tokyo Gas Corporation)兩家天然氣接收站設計公司研習後，已充份了解天然氣接收站及相關設備之規劃和設計，與三家液化天然氣接收站建造公司 KHI 公司(Kawasaki Heavy Industries)、Toyo Kanetsu(TKK)公司以及 IHI 公司(Ishikawajima-Harima Heavy Industries)接觸後，初步了解各公司於實際施工期間，各階段所需工期及如何控管工期，與幾家天然氣接收站設備廠家包括 SPP、UACJ、SHINKO、TOKYO BOEKI 的簡介後，了解各家廠商所設計的接收站附屬設備，其特性及優勢，最後透過大阪瓦斯公司與東京瓦斯公司的安排下，參訪轄下的液化天然氣接收站，實際了解液化天然氣接收站運作過程。

依據上述的心得，提出建議供本公司規劃、設計及營運 LNG 接收站參考：

一、儲槽型式建議採地上型全容式雙拱頂(Double Domed Roof)較佳：

地上型全容式雙拱頂(Double Domed Roof)儲槽相較於吊頂式(Suspended Deck)儲槽，除了內槽穩定度較佳、儲槽危傾程度小、洩漏時可 100%承受低溫之 LNG、可完全抵擋大地震造成的 LNG 液體擺盪衝擊力(Sloshing Impact)，及可確保外部空氣無法流進外槽等安全性優點外，在外國已有數起的吊頂式外槽混凝土龜裂案例，如下圖；此現象在中國也發生過，若不及時停機修理，則雨水由裂縫滲入而聚積在混凝土層與碳鋼製外槽頂之間，經一段時間後外槽頂恐有銹蝕破洞危險，若破洞發生則槽內 BOG 將因正壓向外噴散，造成嚴重的安全問題及空污問題(聯合國糧農組織報告指出：甲烷的空污量是二氧化碳的 20 倍)。



二、冷能利用方面建議先以可自主應用方式為主，並考量冷能發電：

若要做冷能利用，就必須區分並擇定優先進行項目。以「可自主應用」及「需外部條件配合」兩面向來分析臺中天然氣接收站設置冷能利用設備的可行性，發現其中「空氣分離」、「低溫栽培」、「低溫粉碎」、「低溫養殖」、「低溫遊憩」等都需要外部條件配合；而「BOG 再液化」、「冷能發電」、「冰水空調」則可以自主應用方式完成。基此，在緊湊的工期下建議先以可自主應用為主，倘若有多餘時間再進一步考量需外部條件配合者，以符合設置冷能利用設備的目標；因此盤點 LNG 接收站內部設計規劃之可自主應用項目，除「BOG 再液化」每個 LNG 接收站都有外，「冷能發電」可行性亦高，雖然建置成本較複雜循環發電機組高，但運維成本很低，建議列為選項，展現本公司注重環境保護的作為。

三、設計階段須考量 LNG 儲槽 BOG 最低氣化量安全問題，並規劃納入可能的極端緊急調度操作設計方案：

在緊急狀況 BOG 雖可由燃燒塔洩放處置，但仍應盡可能避免，故設計階段必須規劃納入可能的極端緊急調度操作設計方案，參考東京瓦斯及大阪瓦斯都設計有將 BOG 直接導引至臨近電廠燃燒處理利用之設計，故建議本公司可考慮比照採行，以增加運轉安全及彈性。

四、儲槽建造期間的品質管控：

天然氣儲槽設計壽命為 50 年，在施工建造期間若能做好品質管控，且營運期間小心依設計標準運轉，則使用壽命應該會是沒有限制的。儲槽建造過程中，內槽 9% 鎳鋼板的銲接為關鍵，應於材料(母材、銲條)之選用時即列入品質管控點(例如母材原廠 CMTR, Certified Material Test Report 的確認)，銲工管考(WPQ, Welder Performance Qualification)，銲接程序書(WPS & PQR, Welding Procedure Specification & Performance Qualification Records)，銲接管制作業(Welding Control Activities)等都必須列為監造要項；其他如非破壞檢測(NDE, Non-destructive Examination) 檢查，也需符合 API 620 Appendix P 的規定，如此方能確保儲槽建造品質。