

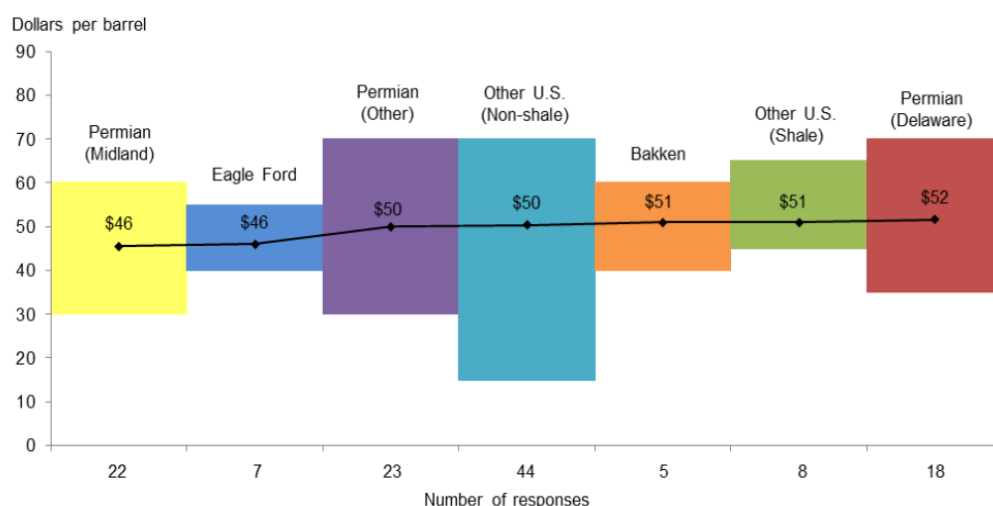
油價、疫情黑天鵝來襲，天然氣供應布局因應之道

一、近期油價崩跌，生產商營運雪上加霜

3 月初，石油輸出國家組織（OPEC）未能與俄羅斯等夥伴國達成減產協議，沙烏地阿拉伯因此宣布調降原油售價、並擴大 4 月份產量，導致美國西德州原油(WTI)期貨價格一度下跌至每桶 20 美元之水平。後續雖然石油輸出國組織及其盟國(OPEC+)於 4 月上旬，重新達成減產 970 萬桶/日之協議，惟在新冠肺炎疫情降低全球需求下，油價回漲有限，截至 4 月 9 日，美國 WTI 油價為每桶 22.76 美元，今年內油價已下滑 60%以上。

油價崩跌使生產商難以盈利，根據達拉斯聯邦儲備銀行（Dallas Fed）3 月問卷調查顯示，在 125 家油氣鑽探公司樣本中，新鑽井所需之損益兩平 WTI 油價約在每桶 46 美元至 52 美元之間（圖 1），而既有鑽井之損益兩平油價約在 23 美元至 36 美元之間；對事業而言，在當時 24 美元之油價水準下，頁岩開採之經濟效益難以實現。

（單位：美元/桶）



資料來源：Dallas Fed (2020)

圖 1 美國新建鑽井之損益兩平油價

再者，早在油價戰爆發之前，美國鑽探業者就已因低迷氣價而經營困難，美國能源經濟和金融分析研究所（IEEFA）指出，由於 2019 年美國 Henry Hub 氣價(HH)於年內下跌 18%，阿帕拉契(Appalachian) 地區主要生產商單在 2019 年第三季，即燒掉約 5 億美元之資金，鉅額之負向現金流，顯示事業無法透過營運所得支應同期資本支出，導致資金不斷減少。（表 1）

就完整年度而言，上述 7 家主要鑽探業者在 2019 年合計認列負 2.5 億美元之現金流量，其中以 Chesapeake 公司單年損失 6.4 億美元之資金最為嚴重；同時，有 6 家事業在至少一個季度內認列負現金流，顯見鑽探業者無法透過營運穩定創造資金，用於資本支出以鑽探新的儲量。

表 1 2019 年阿帕拉契鑽探業者之自由現金流量

（單位：百萬美元）

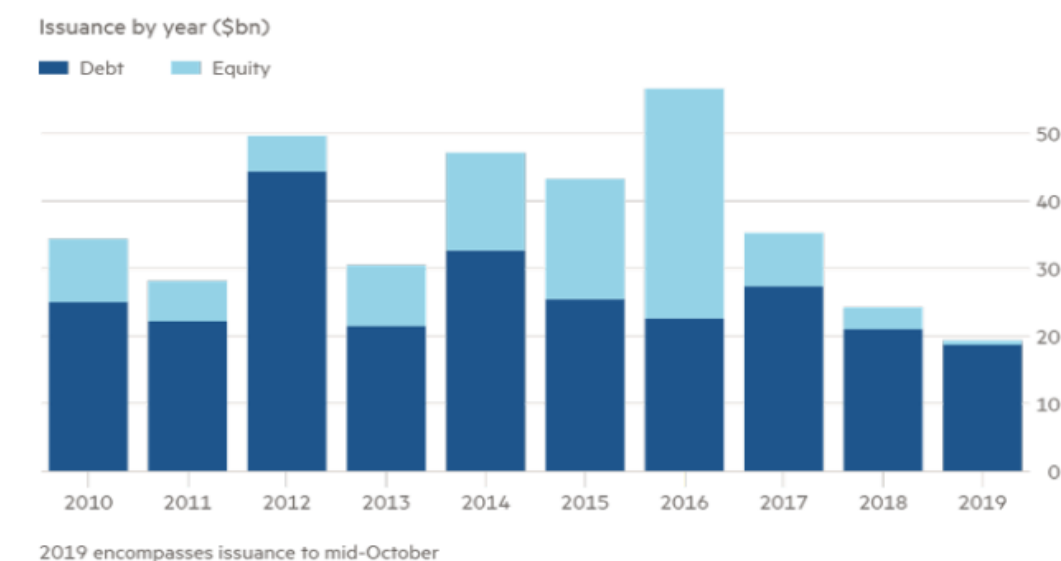
公司名稱	2019Q1	2019Q2	2019Q3	2019Q4	2019
Antero Resources	67	-124	-94	-168	-319
Cabot Oil & Gas	390	101	72	95	657
Chesapeake Energy	-74	-178	-264	-124	-640
EQT	500	49	-173	-128	248
Gulfport Energy	-5	-107	79	33	0
Range Resources	47	-14	-74	-25	-66
Southwestern Energy	184	-227	-95	3	-135
七家鑽探業者合計	1,109	-500	-549	-313	-254

資料來源：IEEFA (2019)、Yahoo Finance (2020)

二、銀行加嚴放貸標準，生產商削減資本支出避免破產

儘管美國已經實現頁岩油氣之大規模生產，生產商卻依然面臨財務困難，投資人因此對其獲利能力產生疑慮，而銀行亦縮減放款額度以避免承擔壞帳風險。依 Financial Times 統計，美國的油氣生產商在 2019 年（截至 10 月中旬）在資本市場僅募得 194 億美元，較 2016 年 566 億美元顯著減少。（圖 2）

(單位：十億美元)



資料來源：Financial Times (2019)

圖 2 美國頁岩生產商資本市場融資金額

對於銀行而言，為了解油氣勘探與生產(E&P)公司之償債能力，主係以該公司之油氣儲藏量進行評估，由此提供儲備保證貸款（Reserve-Based Lending, RBL）。

參照美國財政部金融管理局（OCC）油氣勘探生產貸款手冊，僅商業開採機率在 90%以上之已證實儲藏量（Proved Reserve），可為放貸衡量基準，OCC 並要求對不同類型之已證實儲藏量制訂風險調整係數，以計算貸款金額。以已開發、生產中儲量（PDP）為例，若 E&P 公司有一座生產超過半年之油氣田，即可獲得約當其產值 100% 之貸款；若油氣田投產未滿半年，則僅能獲得產值 90-95%金額之貸款。（表 2）

表 2 美國政府對油氣勘探生產公司之建議貸款乘數

已證實儲藏量類別	定義	風險調整係數
已開發、生產中儲量 (Proved developed producing, PDP)	開發完成並正在生產之油氣田	100% (生產半年以上) 90-95%(生產未滿半年)
已開發、未生產儲量 (Proved developed nonproducing, PDNP)	延後投產或因故關閉之油氣田	65%-75%
未開發儲量 (Proved undeveloped, PUD)	尚需鉅額資本支出開發之油氣田	25%-50%

資料來源：US Office of the Comptroller of the Currency (OCC，2018)

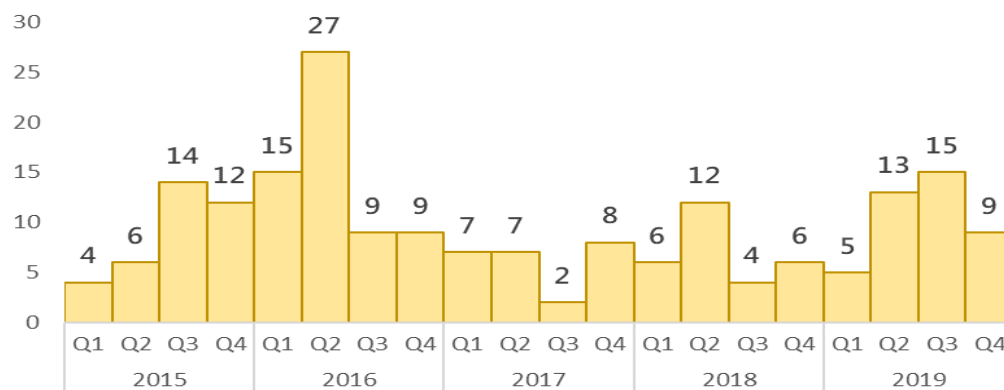
除此之外，各家銀行亦會定期重新評估 E&P 公司之財務狀況，以控管呆帳風險，按 OCC 手冊內容，當一家公司的長期借款總額增至稅前息前折舊攤銷前利潤 (EBITDA) 之 3.5 倍至 4.0 倍，即顯示公司財務狀況有惡化跡象，需衡量是否減少放貸額度。

而在油、氣價格低於預期下，E&P 公司由相關資產實際回收之金額少於原始評估之資產價值，在美國財務會計準則委員會 (FASB) 所採之探勘成功法 (Successful Efforts) 及全部成本法 (Full Cost) 下，各公司需按帳面價值減去公允價值之差額，認列資產減損 (Impairment) 損失，減低當期 EBITDA 獲利。

整體來說，3 月開始的原油削價競爭，將使 RBL 貸款方進一步緊縮放貸金額，不僅新申請貸款因商業開採之已證實儲藏量下降，使得可貸金額減少，既有貸款也將因資產減損降低獲利而受限。事實上，根據 Dallas Fed 問卷調查結果，部分德州銀行已進一步提高 RBL 貸款標準，要求長期借款總額需降至 EBITDA 之 2.5 至 3.0 倍，使得當地 E&P 公司取得資金更趨困難。

在銀行信貸緊縮下，高度舉債經營之油氣生產商，難以產生足夠現金流量，開展資本支出計畫，甚至有無法償債而破產之風險。由歷史經驗觀察，根據美國 Haynes and Boone 事務所統計，受到前次油價

崩跌影響，在 2015 年、2016 年間，即累計有 96 家美國 E&P 公司申請破產。（圖 3）



資料來源：Haynes and Boone (2020)

圖 3 2015-2019 年美國油氣勘探生產公司破產家數

隨著 3 月油價跌至每桶 20 美元水平，創 21 世紀以來之新低，高槓桿經營的油氣生產商，紛紛縮減資本支出以避免破產。在標準普爾 1500 綜合指數（S&P Composite 1500）成份股中，包括 Denbury Resources、Range Resources 等公司均在 3 月調降 2020 年資本支出計畫金額。（表 3）

表 3 高度舉債生產商因油價崩跌調降 2020 年資本支出

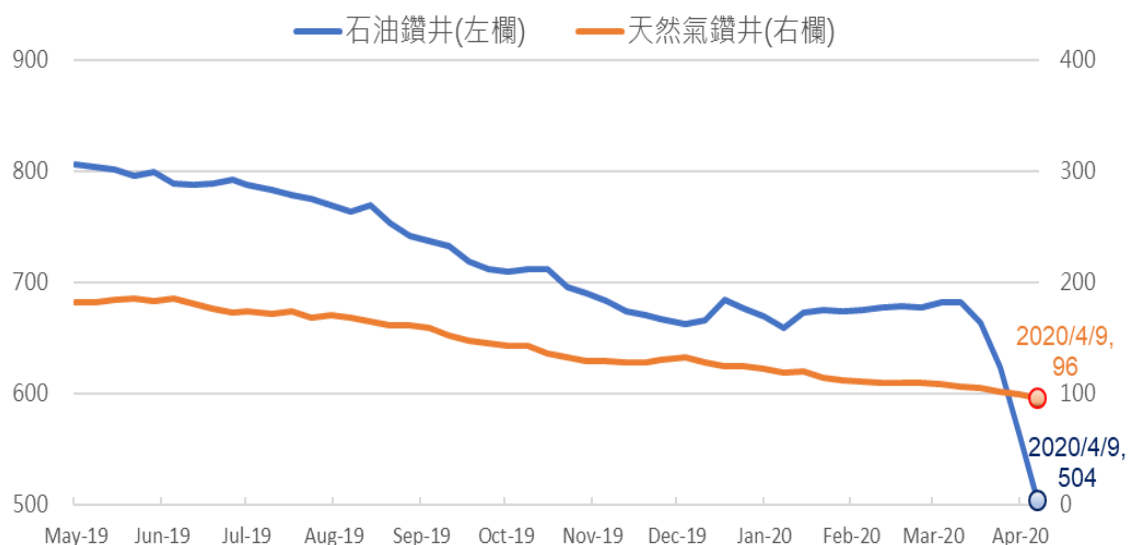
公司名稱	2019 年 長期負債權益比	2020 年資本支出調降情形	
		公告日	資本支出(百萬美元)
Denbury Resources	1.58	2020.3.31	95-105 (較 2 月估值減少 44%)
Laredo Petroleum	1.39	2020.3.23	290 (較 2 月估值減少 36%)
Range Resources	1.35	2020.3.31	430 (較 1 月估值減少 17%)
Occidental Petroleum	1.12	2020.3.25	2,700-2,900 (較 2 月估值減少 47%)
Penn Virginia	1.07	2020.3.17	196-217 (較 2 月估值減少 30%)

註：優先篩選 2019 年長期負債權益比(Long-term Debt/Equity)大於 1 之事業。

資料來源：MarketWatch（2020）、公司官網（2020）

三、油井減少有助氣價回漲，惟美國 LNG 出口前景仍受挑戰

根據美國油田服務公司 Bakers Hughes 統計，隨著生產商削減資本支出，美國油井數量於 4 月 9 日減至 504 座，為 2017 年 1 月以來新低。能源諮詢公司 Rystad Energy 更認為，未來數月間鑽井活動將持續減緩，油井數有進一步降至 200 座之可能。（圖 4）



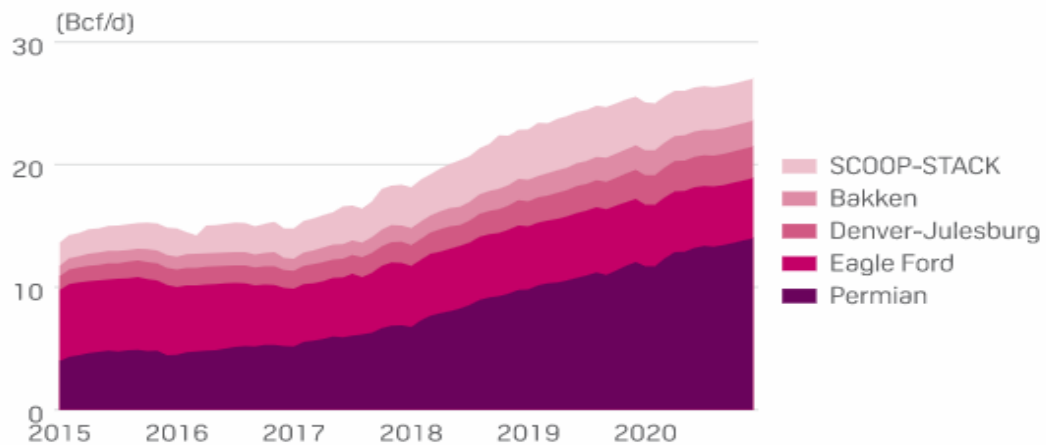
註：石油鑽井主分布於 Permian, Eagle Ford 等地區；天然氣鑽井則分布於 Appalachia, Haynesville 等地區。

資料來源：Bakers Hughes (2020)

圖 4 2019-2020 年美國石油與天然氣探勘井數量

由於石油生產過程中，將產出甲烷等氣體，可加工為天然氣，油井減少亦會影響天然氣產量。具體而言，美國能源資訊總署（EIA）以油氣比（GOR）分類鑽井，當一年 GOR 小於 6,000 立方英尺/桶，即認定為油井，自該井產出之天然氣則稱為伴生氣。根據 S&P Platts 統計，以德州二疊紀盆地（Permian Basin）為首，2019 年五大石油生產區域每日產出超過 200 億立方英尺之伴生氣，佔美國當年平均日產量 922 億立方英尺之 22% 以上。（圖 5）

(單位：十億立方英尺/日)

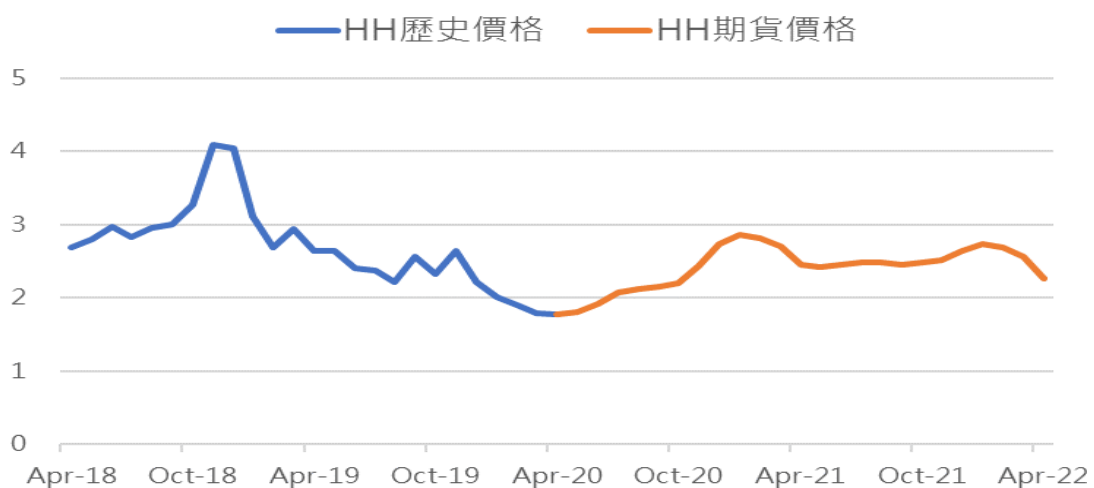


資料來源：S&P Platts (2020)

圖 5 2015-2020 年美國主要石油產區之伴生氣產量

EIA 認為在二疊紀地區之伴生氣減少、阿帕拉契地區因低氣價減緩產氣下，2020 年底美國天然氣日產量將減至 875 億立方英尺，較去年同期減少約 8%。此將改善供應過剩之現況，推動美國 HH 氣價自今年第 3 季起回升。同時，在期貨市場，紐約商品交易所(NYMEX) 12 月天然氣期貨交易價格上漲至 2.75 美元/mmBtu，自 3 月 6 日 OPEC 減產協商破局以來，已回升 15%以上。(圖 6)

(單位：美元/mmBtu)



註：天然氣期貨採計 2020/4/9 時點之價格。

資料來源：EIA (2020)、CME (2020)

圖 6 2018-2022 年美國天然氣現貨及期貨價格

就天然氣生產商而言，油價下跌導致氣價回漲，有助於其緩解經營困境，如 EQT 公司曾表示：當氣價低於 2.50 美元/mmBtu 時，諸多勘探項目不具投資效益；然而，油價崩跌同時也將使開發中的 LNG 出口計畫有延後商轉、甚至終止之可能。

能源諮詢公司 Woodmac 分析，對美國液化出口廠來說，當原料氣價格與 LNG 離岸價出現負價差時，將使出口商獲利承壓。其中，油價下跌對以布蘭特原油價格（Brent）計價之 Rio Grande LNG 計畫即直接產生影響。Bloomberg 指出，近期油價創低，促使市場調降中長期油價估值，使得金融機構、投資人對未來計畫獲利能力產生疑慮，而重新思考是否提供計畫所需資金。

同時，由國際石油公司主導之 LNG 出口計畫，亦受制於低油價帶來的獲利壓力，而無法繼續參與計畫投資。今年 3 月底，荷蘭皇家殼牌公司（Shell）即在保留現金、提高資金運用彈性之考量下，退出 Lake Charles LNG 項目之股權投資，該計畫因此需縮減出口規模、產能，並使原訂於 2025 年出口 LNG 之前景不明。

除了油價影響外，新冠肺炎疫情亦對 LNG 出口產生顯著衝擊，最近一個月間，印度於 3 月 24 日宣布實施鎖國政策，使 Petronet 等公司因不可抗力因素減少進口；日本亦於 4 月 7 日起實施緊急事態措施，日本能源經濟研究所（IEEJ）估計，期間每日電力需求將減少 220 GWh，約為去年需求之 9%，致燃氣發電需求下降。

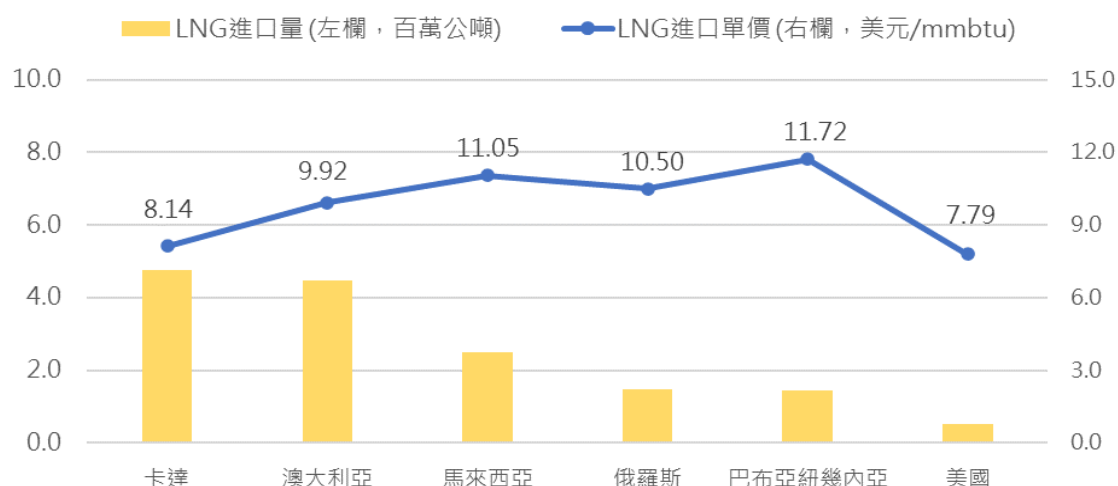
主要 LNG 進口國需求減少，使得近期亞洲 JKM（Japan & Korea Markers）現貨價格因此下滑，此將不利於以 JKM 計價之 Driftwood LNG 計畫，募集開發所需資金；此外，該計畫開發商 Tellurian 公司擬於 5 月與印度 Petronet 簽訂合作備忘錄（MOU），但在印度因疫情延長鎖國之下，提高 Petronet 公司延後決定是否同意每年進口 500 萬噸 Driftwood LNG 之可能。

值得注意的是，考量 Tellurian 公司資本結構並不穩健，流動性缺乏使公司高度仰賴融資，故計畫時程與外部資金取得息息相關。若遲遲無法引進資金，將使該計畫難以通過最終投資決定（FID），導致原訂於 2023 年交付第一批貨氣的計畫進度有所延後。

四、因應國際供需變動，提出 LNG 進口策略建議

隨著多座出口設施進入商轉階段，美國正逐步加入卡達、澳洲之行列，成為亞太地區 LNG 之主要供應者。中油公司為分散天然氣進口來源風險，目前業已引進澳洲 Ichthys LNG 以及美國 Cameron LNG 等氣源，並自 2021 年起每年向錢尼爾（Cheniere）公司進口 200 萬噸之 LNG，未來美國 LNG 於我國進口占比將逐漸增加。

相較於其他氣源，美國 LNG 因政經情勢安定，氣源供應較不會有中斷或缺貨之情形；同時，受益於該國天然氣供應過剩，即使航運成本較高，2019 年美國 LNG 仍為最便宜之天然氣來源，根據關務署統計，2019 年台灣進口美國 LNG 之平均採購價格約為 7.79 美元/mmBtu，在主要氣源國間最為低廉。（圖 7）



註：上表進口單價以英國石油公司（BP）單位換算表為基礎計算（100 萬噸 LNG 約等於 4,641 千萬 mmBtu）。

資料來源：財政部關務署（2020）

圖 7 2019 年台灣 LNG 主要進口來源國暨採購單價

對台灣而言，積極簽訂中、長期購氣合約，有利於滿足能源轉型後大增之燃氣發電需求，而供應穩定、價格便宜之美國 LNG 應係進口氣源之首選。然而，隨著肺炎疫情、油價崩跌，美國 LNG 出口優勢有所縮減，未來自該國進口 LNG 應有兩點需要留意。

第一點，長約供應商之篩選可將新興 LNG 出口計畫納入考量，考量出口商亟需資金，此將有利在談判契約內容的過程中，取得較有利之交易條件。根據 EIA 統計，截至 2020 年 4 月，共有 13 項已獲美國能源部（DOE）與聯邦能源管理委員會（FERC）核准，但正在取得 FID 之 LNG 出口計畫，可為台灣候選購氣對象。

然而，簽訂合約時需審慎評估此類出口計畫延後商轉之風險，避免工程進度落後而影響國內穩定供氣。目前，不僅前一章所提之 Rio Grande LNG、Lake Charles LNG 和 Driftwood LNG 計畫於簽訂協議、找尋合作夥伴的過程受阻，Magnolia LNG、Port Arthur LNG 等其他計畫亦面對資金取得困難之挑戰，使開發進度停滯不前。

在計畫可能無法如期商轉下，台灣電力公司 2017 年 4 月至日本「與 LNG 供應商及國外電力公司洽談合約條款」出國報告中指出，可於合約中要求替代氣源；或與國際油氣公司簽訂組合供應契約，由跨國氣源達成供應氣源多元化、確保供應穩定。

而對主管機關而言，為管控上游供應鏈(海外礦區、LNG 出口計畫投資)之風險，則需適時掌握天然氣進口事業之存量狀態，並要求事業儲存一定數量天然氣，落實安全存量管理。當未來遭遇無法如期進口之事件，即可透過安全存量的使用爭取後續因應措施的實施時間，降低進口來源風險。

第二點，目前台灣自美國進口之 Cameron LNG，其合約訂價與美國 HH 價格連動。然而，在油價驟降、疫情影響之下，此類 LNG 相對於油價連動 LNG、現貨 LNG 的價差正在縮小。參照高盛銀行（Goldman Sachs）估值，今年第 2 季亞洲 JKM 價格約為 2.40 美元

/mmBtu，與同期 HH 價格之價差減少為 0.65 美元/mmBtu。

展望下半年氣價，高盛銀行預期油井停工、伴生氣減少效應，將延後於第 3 季浮現，HH 氣價將隨天然氣產量下降而持續上漲，並於冬季達到 3.25 美元/mmBtu 之價位。同時，根據國際信評機構穆迪（Moody's）統計，北美 E&P 公司在 2022 年前有接近 500 億美元之鉅額債務將陸續到期，為規避破產風險，生產商亦需持續縮減鑽井活動，加劇氣價回漲之趨勢。

對台灣來說，隨著北美地區天然氣市場價格自低點回彈，採購美國 LNG 之進口價格將不若 2019 年便宜。為滿足燃氣發電之用氣需求，天然氣進口商在國際市場需慎選 LNG 進口氣源，並考量於供應合約內設立價格重議條款，提高採購彈性。透過進口成本之管控，使天然氣供應價格維持合理範圍，避免造成國內天然氣與電力供應價格大幅上漲。