

本月專題

以生命週期的觀點探討天然氣發電及與其它能源發電碳足跡之差異 及比較

郭建宏¹、黃泓維²、胡憲倫³

摘要

為了釐清天然氣發電與其他能源發電之碳足跡差異，本專題透過文獻回顧的方式，蒐集並彙整比較天然氣發電和其他能源發電(包括煤炭、再生能源)生產電力的生命週期溫室氣體排放或稱為碳足跡的差異性，並聚焦在天然氣以及煤炭發電之價值鏈活動溫室氣體排放的差異性討論。研究結果顯示，燃煤發電的碳足跡數值相較其他能源發電類型是最高的。天然氣上游活動的甲烷逸散率，是影響天然氣發電排放量的關鍵，包含天然氣井的特性、天然氣中的二氧化碳成分、是否涵蓋其他油氣產品、加工現地設施的生產條件，以及輸配送距離等，都是重要的影響因子。若能有效的控制天然氣上游活動之甲烷的逸散量，才能凸顯天然氣低碳能源的優勢。此外，化石燃料電廠發展碳捕捉技術，將有助於對於能源部門實質減碳。再生能源技術的溫室氣體排放量，主要來自於基礎設施的建置。未來在價值鏈減排議題持續受到關注之下，我國在化石能源更應該注重價值鏈碳排放，透過供應鏈議合(supply chain engagement)的方式達成減碳倡議，以落實我國能源部門應盡之減碳責任，加速全球邁向淨零目標之進程。

一、前言

能源部門的發電過程，是國家溫室氣體排放的主要貢獻者之一。國家能源轉型的過程，需要對各種清潔發電技術進行大量投資。此外，在能源生

¹ 國立臺北科技大學永續創新與評估中心 博士後研究員

² 國立臺北科技大學永續創新與評估中心 博士後研究員

³ 國立臺北科技大學環境工程與管理研究所 特聘教授

產過程提高化石燃料燃燒的效率或是選擇較為清潔的能源，亦可對國家溫室氣體減量做出重要貢獻。我國能源轉型以減煤、增氣、展綠、非核之潔淨能源發展方向為規劃原則，確保電力供應穩定，兼顧降低空污及減碳(經濟部能源署，2025 年)。能源轉型的目標包含 2025 年燃氣占比提升至 50%、燃煤降至 30%、再生能源達到 20%的政策目標(經濟部能源署，2017 年)。由此可見，天然氣未來在我國能源轉型過程中扮演重要角色。以往國家能源部門對於溫室氣體的排放量統計，較關注在發電過程所產生的碳排，若從能源發電的完整生命週期觀點出發，可能會得出不一樣的分析結果。生命週期評估 (Life cycle assessment, LCA)是一種透明且嚴謹的科學性方法，能深入瞭解不同技術可能造成的環境衝擊，以及技術對全球永續發展的貢獻。生命週期評估採用從搖籃到墳墓的分析方式，考量潛在且全面的環境衝擊，適用於各項技術的比較分析，是決策者不可或缺的分析工具(UNECE, 2021)。為了可以更科學化的了解能源發電完整生命週期的碳排放量差異，本專題將關注在生命週期評估的氣候變遷衝擊類別，透過文獻回顧的方式，蒐集並彙整比較天然氣發電和其他能源發電(包括煤炭、再生能源)生產電力的生命週期溫室氣體排放(Life Cycle GHG Emissions)或稱為碳足跡(Carbon Footprints)的差異性。

根據我國能源署統計，我國 113 年的能源發電量結構比例，以燃氣占比 42.4%為最大宗，燃煤占比 39.3%次之，再者是再生能源為 11.6%(經濟部能源署，2024)。我國為達成天然氣發電占比達 50%之能源轉型目標，並考量工業鍋爐改供天然氣，勢必導致國內天然氣用量將大幅成長。因此，我國透過實施以下因應措施，確保天然氣供應穩定：(1)台灣中油公司及台灣電力公司，積極進行天然氣接收站擴建及接收站興建計畫，以滿足國內天然氣增加需求。(2)增訂天然氣安全存量，逐步提高自備儲槽容積及安全存量，2027 年儲槽容積天數至少為 24 天，安全存量天數至少為 14 天。(3)為提供穩定天然氣來源及分散風險，臺灣 2023 年採購液化天然氣貨氣來源國累計達 14 國(全球出口國僅 20 國)，遍及中東、東南亞、澳洲、非洲及美國等地區，採購來源分布全球，力求達到分散氣源之目標(台灣中油永續報告書，2024)。而燃煤發電屬低成本電源，為因應未來我國用電需求，並考量提升燃煤電廠效率，以減輕二氧化碳排放，透過興建新型高效率之超超臨界(Ultra-Super Critical，簡稱 USC)燃煤機組取代老舊機組。近年採購之燃煤來

自澳洲、印尼、哥倫比亞、南非、美國、加拿大、哈薩克等國。其中，澳洲煤、哥倫比亞煤、南非煤及哈薩克煤均屬於煙煤，其熱值較高；而印尼煤、美國煤及加拿大煤大多屬於亞煙煤，但具有極低灰份(平均約 5%)的特性(台灣電力公司，2025)。113 年我國再生能源發電量共 333 億度，其中太陽光電 149 億度，占比 44.7%，比例最高，其次是風力發電 103 億度，占比為 31%，再來是慣常水力 42 億度，占比 12.6%，生質能及廢棄物發電為 39 億度，占比 11.6%。台灣地區因為陽光充沛，日照充足，具備良好的太陽光發電條件，因此太陽光發電實為具發展潛力的再生能源。此外，風力發電未來除持續開發陸域風力外，也朝向離岸近海拓展風力的新場域，推動離岸風力所擬定之開放海域辦法。

二、研究方法

為了使天然氣發電和其他能源發電(包括煤炭、再生能源)生產的電力碳足跡具可比較性，本研究參考第三類環境宣告(Environmental Product Declaration, EPD)於 2024 年發布第 5 版的「電力、蒸汽和冷熱水生產及輸送」之產品類別規則(Product Category Rule, PCR)，以確保不同能源發電過程之功能單位及系統邊界的一致性。因此，功能單位設定為：向客戶生產及配銷 1 千瓦小時(kWh)的電力、蒸氣或冷熱水所產生之碳足跡。系統邊界的設定包含上游過程(搖籃到大門)、核心過程(大門到大門)及下游過程(大門到墳墓)。上游過程包含資源開採、燃料生產、輔助投入的生產；核心過程包含電廠基礎設施、能源轉換過程、維護活動、燃料相關廢棄物處理等；下游過程包含配銷給終端使用者、配電系統的基礎設施、建設和退役（壽命終點）等。

一般而言，產品系統中使用的基礎設施或資本貨物的生產和廢棄過程不應納入系統邊界內。當已知基礎設施和資本貨物與環境影響相關時，或當通用 LCI 數據集包括基礎設施/資本貨物，並且無法從數據集中合理排除有關基礎設施/資本貨物的資料時，可能須納入基礎設施和資本貨物的項目。如果生產基礎設施/資本貨物的目的是僅使用一次或幾次(例如，建造僅用於生產一種產品的製造工廠或機械)，則應包括該基礎設施/資本貨物。緣此，探討並比較各類型能源發電之系統邊界時，應將電廠建造及基礎設施納入考量(Xi et al, 2025; EPD, 2024; Khutal et al, 2024; O'Donoughue, 2014；

Whitaker et al, 2012)。系統邊界圖如圖一所示，紅色虛線表示壽命終點階段(End of Life)僅考量發電廠營運過程產生之廢棄物。

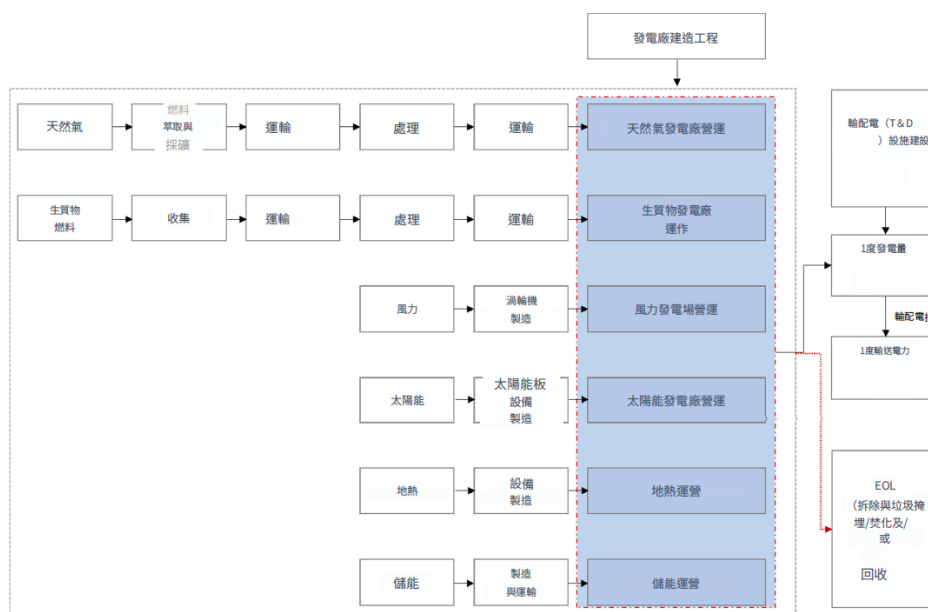


圖 1、各種能源類型涵蓋之搖籃到墳墓的生命週期階段

(資料來源：University of California, 2023)

首先我們會以一份最近針對各能源類型發電生命週期評估的研究，來點出不同的評估範疇，會造成多大評估結果差異。一份加利福尼亞大學柏克萊分校於 2023 年發布之電力生產與儲能技術之生命週期溫室氣體排放量報告中顯示，各類型能源發電之溫室氣體排放量，其中可區分成三種不同排放因子：(1)不包含燃燒之排放因子(包含上游、營運及下游)；(2)從採礦到發電廠(搖籃至大門)與發電廠基礎設施之排放因子；以及(3)完整生命週期範疇之排放因子結果。相關排放因子彙整如下表所示。

表 1、各類型能源發電之生命週期碳排放結果

gCO ₂ e/kWh	煤	天然氣	風力	太陽能(光伏)	聚光型太陽能	水力	生質能	其他生質能	燃油	地熱
不包含燃燒(含上游、電廠營運及下游)	<20	72	13	43	28	21	52	52	44	22
採礦到發電廠	21	38	-	-	-	-	-	-	44.2	-
發電廠基礎設施	0.8	0.42	6.79	59.68	2.12	0.80	-	-	-	20.41
生命週期排放(包含燃燒)	1,059	696	31	64		55	56	56	957	28

(資料來源：O'Donoghue, 2014; University of California, 2023)

根據上表各類型能源發電之生命週期碳排放結果得知，對於化石燃料技術，設施運作期間的燃料燃燒，會排放絕大多數溫室氣體。由於化石燃料開採業，長期以來系統性地低估甲烷(CH₄)排放量，因此化石燃料開採過程中的甲烷洩漏問題，已受到越來越嚴格的檢視。由於甲烷本質上就是天然氣，因此預期石油和天然氣產業一定會產生逸散性排放。一旦發生甲烷洩漏，將會顯著影響燃氣發電的整體溫室氣體排放量。對於天然氣而言，逸散性排放，也可能在開採後的階段發生，特別是在管線運輸過程中。若甲烷洩漏率過高，天然氣發電的每度電溫室氣體排放量，實際上可能與燃煤發電相當，尤其在使用較短的時間尺度，來評估全球暖化潛勢時更是如此。對於核能和再生能源技術而言，大多數溫室氣體排放發生在營運上游。

以每千瓦小時(kWh)之生命週期排放(包含燃燒過程)，燃煤的碳排放量最高，其次是燃油，再來是天然氣，從搖籃到墳墓，燃煤發電每千瓦小時排放的溫室氣體，大約是其他發電方式的 20 倍。若排除燃燒過程，僅考量上游、電廠營運及下游的邊界時，天然氣所涉及的上、下游排放貢獻最為顯著，為 72gCO₂e/kWh；反而燃煤相較於天然氣的價值鏈活動，具有較低的碳排放量，為 20gCO₂e/kWh。若是境外輸入的天然氣，須經過液化、船運及氣化的過程，勢必會再增加天然氣生命週期每千瓦小時(kWh)的碳排放量。再生能源和核能的整個生命週期溫室氣體排放量比化石燃料低得多，而且通常變化較小，也顯示再生能源的推動對於減碳有明顯的貢獻。為了探討化石燃料上、下游活動的差異性，因此，本研究後續將針對我國主要依賴之化石燃料：燃煤、天然氣進行價值鏈活動及碳足跡的差異性分析。

三、討論

(一)天然氣發電供應鏈的生命週期

天然氣(NG)目前被視為相較於其他化石燃料，燃燒更乾淨且更具彈性的替代能源。除了在發電方面扮演日益重要的角色外，天然氣亦廣泛應用於住宅、商業、工業及運輸等領域。因此，在淨零排放技術取代化石燃料使用之前，天然氣一直被視為通往低碳或零碳未來的橋樑燃料。與管道天然氣相比，液化天然氣可以實現跨洲長距離運輸，從而使天然氣成為真正的全球性商品。俄羅斯入侵烏克蘭等全球事件，加速了液化天然氣出口和進口擴張的趨勢。2020 年至 2030 年間，全球液化天然氣的需求量，預計將從

2020 年的每年 4.39 億噸，增加到 2030 年的每年 10.79 億噸。美國佔全球出口產能成長總量的 48%，是全球最大的液化天然氣出口國(Zhu et al, 2024)。

(1) 上游階段

天然氣上游的供應鏈，從上游盆地輸送到下游區域，包含收集與加壓站、傳輸站和邊界油井/氣井。若考量到境外輸出時，天然氣生命週期包含上游原料開採、收集及加壓(gathering and boosting)後，透過氣體加工處理、儲存運輸後，經過液化處理(liquefaction)之液化天然氣(Liquefied Natural Gas, LNG)，透過船運(shipping)方式輸出境外，運送至指定地區後進行液化天然氣的卸載至儲存槽，或透過 LNG 槽車配銷(distribution)。需氣化之 LNG 經過氣化處理(gasification)後，再透過管線(pipeline)輸配至終端用戶進行燃燒使用。

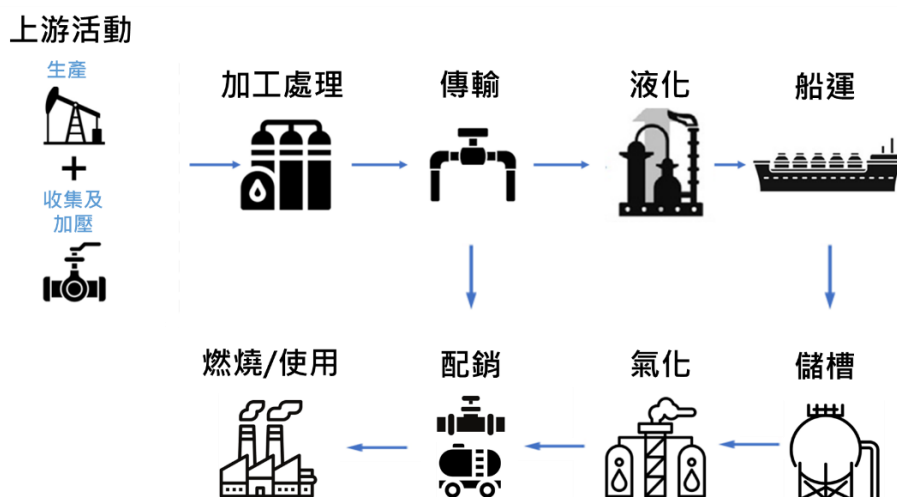


圖 2、LNG 天然氣生命週期流程圖

(資料來源：修改自 Zhu et al, 2024)

2020 年歐洲地區曾進行一項天然氣發電(每度電 kWh)之生命週期環境衝擊評估研究(UNECE, 2021)。研究假設俄羅斯在甲烷開採階段的甲烷洩漏率為 0.5%，由俄羅斯境內傳輸的甲烷洩漏率為 0.28%，而在歐洲境內傳輸的甲烷洩漏率則為 0.019%。天然氣發電之每度電(kWh)溫室氣體排放量為 434 gCO₂/ kWh，直接燃燒是溫室氣體排放的主要來源；而天然氣生產(從開採至輸送至發電廠的完整上游供應鏈)則主要造成資源耗用、土地利用、游離輻射及優養化等影響。若天然氣電廠推動複循環發電(Natural Gas Combined

Cycle, NGCC)，搭配碳捕捉與封存(CCS)情境，且為既有電廠加裝碳捕獲設備，天然氣發電過程每度電(kWh)之溫室氣體排放量，可減至 $128\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ，約減少 70%。

Rosselot 等人於 2021 年對於液化天然氣供應鏈，包含天然氣開採過程中的排放，也包括氣體處理過程中消耗的能源所產生的二氧化碳排放、運輸排放量，以及發電過程中的二氧化碳排放量進行調查，研究結果顯示每度 kWh 發電的生命週期溫室氣體排放為 651 至 1,045 公克二氧化碳和 2.5 至 13 公克甲烷，若以全球暖化潛勢值 100 年換算，總計每度電約為 $726\sim 1,435\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 。對於所有溫室氣體排放以能源含量分配給副產品的情境，分配給天然氣的每度(kWh)發電的生命週期溫室氣體排放為 648 至 938 公克二氧化碳和 2.3 至 6.8 公克甲烷，若以全球暖化潛勢值 100 年換算，總計每度電約為 $717\sim 1,142\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 。

另外，Zhu 等人於 2024 年發表了一篇，從美國盆地輸送至亞洲和歐洲的液化天然氣供應鏈的溫室氣體(CO_2 和 CH_4)排放之生命週期評估的研究。該分析考慮了供應鏈的生產、收集和增壓、加工、輸送、液化和運輸階段的排放，但不包括與再氣化和最終使用相關的下流活動排放。其研究結果顯示，依照不同盆地的地理位置、天然氣特性、甲烷逸散量，以及境外輸出地區，對於每兆焦耳的液化天然氣，從搖籃到大門邊界所排放的二氧化碳當量皆有不同的影響，分別為 $22\text{gCO}_2/\text{MJ}$ 、 $26\text{gCO}_2/\text{MJ}$ 、 $31.3\text{gCO}_2/\text{MJ}$ 及 $35.8\text{gCO}_2/\text{MJ}$ 。轉換成千瓦小時(kWh)分別為 $79.2\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 、 $93.6\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 、 $112.68\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 及 $128.88\text{gCO}_2/\text{kWh}$ 。

Zhu et al (2024)的研究也指出，上游階段甲烷排放量的差異，是供應鏈溫室氣體排放整體差異的關鍵驅動因素。二疊紀盆地測量排放量較高的部分原因，是該地區廣泛的燃燒活動，佔測量甲烷總排放量的 12%。加工過程的碳排放差異，主要來自於不同的加工條件，若電氣化程度越高，排放強度可有效降低。此外，加工過程中碳氫化合物液體與乾氣產量的比例越高，也會導致更高的排放量。

輸送過程產生的碳排差異，主要與輸送站的數量和類型有關；而天然氣的總運輸距離，決定了輸送站的數量，也決定了溫室氣體排放總量。同一研究也點出，馬塞勒斯-英國供應鏈中加工廠和液化設施之間的距離，是二

疊紀-英國供應鏈的 2.2 倍，這導致馬塞勒斯-英國供應鏈中的溫室氣體排放量更高。

液化過程產生的碳排差異，主要受到天然氣中二氧化碳含量高低的影响。二疊紀天然氣中 CO_2 含量高達 2.55%，而馬塞勒斯氣體中不含二氧化碳。因此，二疊紀盆地-英國供應鏈中液化過程所產生的排放量，高於馬賽勒斯盆地-英國供應鏈中的排放。此外，船運過程船舶的容量和推進系統類型，也會對航運過程的溫室氣體排放有顯著的影響。

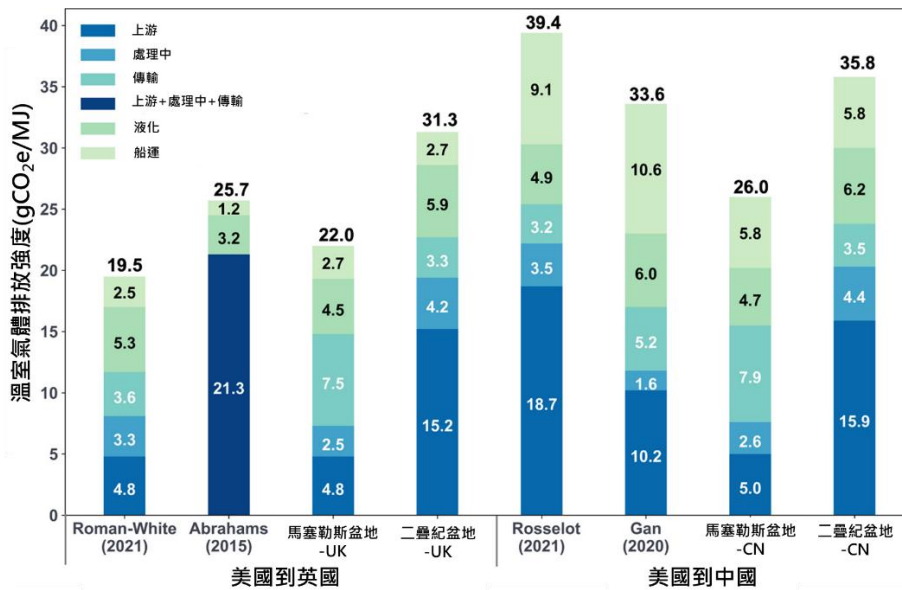


圖 3、液化天然氣從搖籃到大門邊界的碳排放強度

(資料來源：Zhu et al, 2024)

(2) 供應鏈不同階段之碳排放差異

在天然氣生命週期的各階段中皆有溫室氣體的產生，包含燃燒排放及間接排放產生之溫室氣體。根據 National Energy Technology Laboratory 於 2025 年 1 月所發布之天然氣開採與發電之生命週期分析：美國 2020 年排放概況之勘誤報告中得知，針對「自生產至配銷」的生命週期邊界，2020 年美國天然氣供應鏈的溫室氣體排放強度為 $8.8\text{gCO}_2\text{e/MJ}$ ($31.68\text{ gCO}_2\text{e/kWh}$)。95% 平均信賴區間為 $5.7\sim 12.7\text{g CO}_2\text{e/MJ}$ ($20.52\text{ gCO}_2\text{e/kWh} \sim 45.72\text{ gCO}_2\text{e/kWh}$)，採用政府間氣候變遷專門委員會 IPCC 第六次評估報告 AR6 的 100 年全球暖化潛勢 GWP 值，以高位發熱值 HHV 為基準。

「自生產到傳輸」生命週期邊界，美國天然氣供應鏈的溫室氣體排放量為 $7.8\text{gCO}_2\text{e/MJ}$ ($28.08\text{ gCO}_2\text{e/kWh}$)。95%平均信賴區間為 $4.9\sim 11.5\text{ gCO}_2\text{e/MJ}$ ($17.64\text{ gCO}_2\text{e/kWh}\sim 41.40\text{ gCO}_2\text{e/kWh}$)，採用 IPCC AR6 100 年 GWP，HHV 基準。二氧化碳(CO_2)和甲烷(CH_4)排放的主要來源是燃燒廢氣以及壓縮機系統的排放。壓縮機系統廣泛應用於大多數供應鏈階段，因此壓縮機是整體生命週期排放的重要來源。

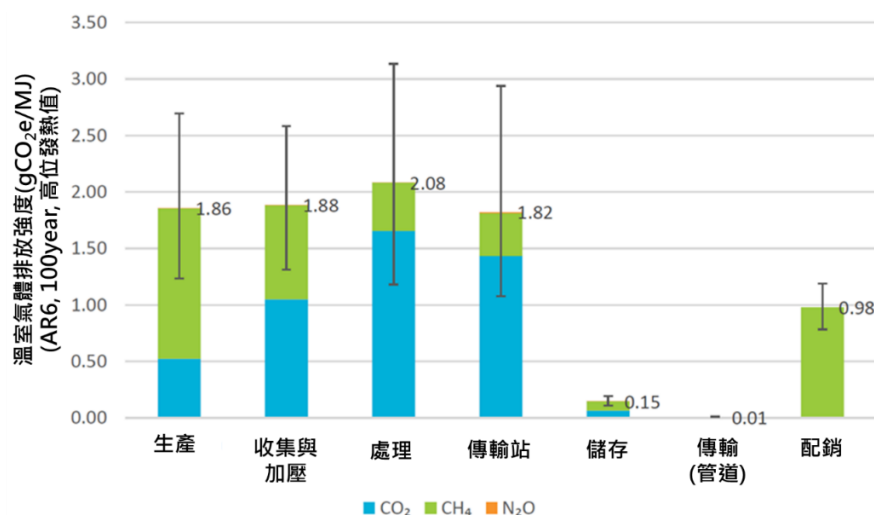


圖 4、2020 年美國平均天然氣供應鏈的生命週期溫室氣體排放量

(資料來源：Khutal et al, 2024)

(3) 供應鏈之甲烷逸散

此外，甲烷逸散排放是天然氣生命週期中另一種重要的溫室氣體。根據下圖所示，甲烷排放率在整個供應鏈中差異甚大，尤其在生產階段及配銷階段。以美國來說，針對「經由傳輸網路的生產」生命週期邊界，全國平均甲烷(CH_4)排放率為 0.56%，95%平均信賴區間介於 0.37%至 0.80%之間。若將甲烷「配送過程」考量至生命週期邊界，全國平均甲烷(CH_4)排放率將提升至 0.74%，95%平均信賴區間介於 0.51%至 1.02%之間。2020 年美國平均天然氣供應鏈的生命週期 CH_4 排放量分布，也呼應了 Zhu 等人於 2024 年報告所提：上游階段甲烷排放量的差異，是供應鏈溫室氣體排放整體差異的關鍵驅動因素。

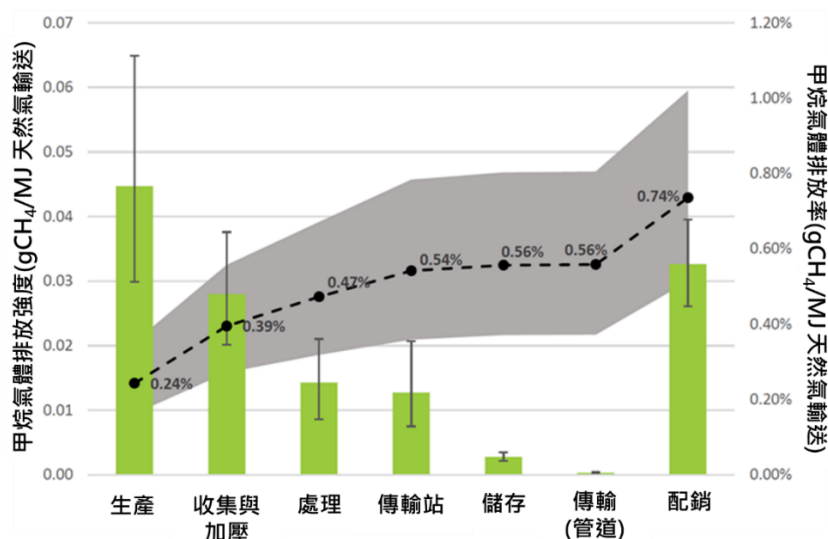


圖 5、2020 年美國平均天然氣供應鏈的生命週期 CH₄排放量

(資料來源：Khutal et al, 2024)

(二) 燃煤發電供應鏈的生命週期

全球燃煤發電年發電量達 9PWh(佔全球總量的 34%)，在全球能源供應中仍佔有相當大的比例。由於高度仰賴硬煤與褐煤，燃煤發電廠約排放全球 20% 的溫室氣體(Friedlingstein et al, 2020)。煤炭，尤其是褐煤，是繼石油之後，每發一度電(kWh)碳排放量第二高的電力來源（石油發電量佔全球不到 5%）。儘管各國已承諾逐步淘汰未經減排處理的燃煤發電，但據估計，目前對煤炭能源基礎設施的投資，仍將佔未來能源相關碳排放量的絕大部分，並消耗全球剩餘的碳預算額度。廉價的原料仍然是煤炭在世界各地廣受歡迎的主要原因。因此，對於擁有充足煤炭資源的國家而言，煤炭是一種戰略性能源。在最具企圖心的氣候減緩方案中，化石燃料電廠通常包含一定比例的碳捕捉技術(Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS)。此技術可減少燃煤發電廠每度電 60% 的溫室氣體排放量，但同時會增加能源耗損，以及其他環境衝擊，其程度取決於所採用的碳捕捉技術。

燃煤發電廠在商業應用上有多種設計。目前絕大多數發電廠採用煤粉(PC)技術，此技術將煤炭研磨成細粉以利燃燒，並搭配蒸汽渦輪機運轉。亞臨界技術(最常見的煤粉發電廠類型)的平均整體電廠效率為 35%。超臨界發電廠同樣基於煤粉技術，但其內部壓力與溫度遠高於亞臨界機組。高壓使水保持液態而非汽化，因此能達到更高的效率，通常可達 40%。另一種

整合氣化複合循環發電(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)。IGCC 技術的原理是在燃燒前，先將煤炭轉換為合成氣(而非煤粉)。此製程的整體效率通常介於 40%至 45%之間，最高可達 48%(UNECE, 2021)。

煤炭生命週期的評估，通常包括工廠建設和材料供應對上游的影響；與煤炭開採和加工、煤炭運輸到發電廠、煤炭燃燒發電，以及燃煤電廠運營和維護有關的運營階段影響；以及與廢棄物處理、煤礦修復和工廠退役有關的下游影響。在煤炭採集過程中，煤炭開採和開採後的煤炭準備活動，都會釋放甲烷。若在開採煤層之前提取煤層氣，可導致排放到大氣中的煤層氣總量淨減少，因為提取的甲烷通常會出售到天然氣市場，並最終被燃燒。

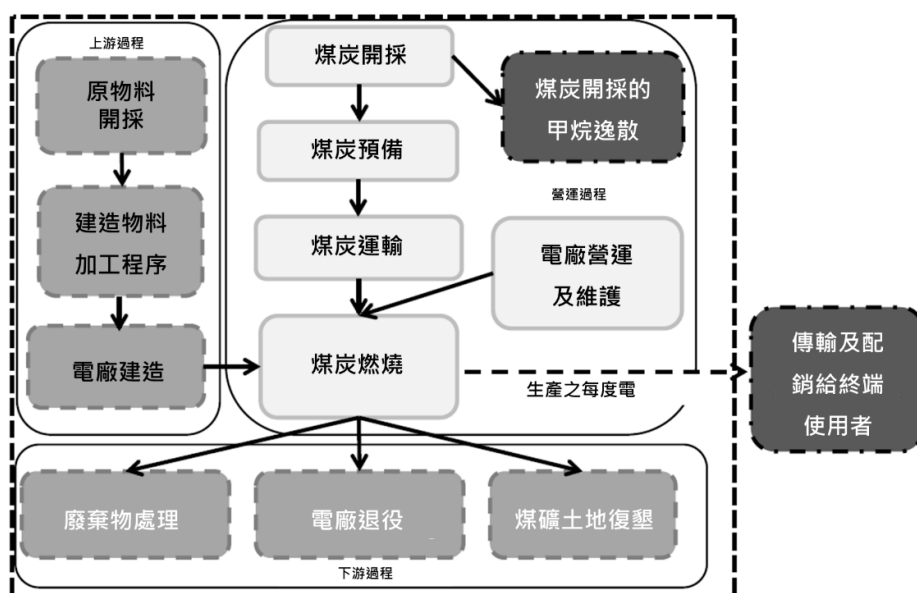


圖 6、燃煤發電系統的上游、營運和下游生命週期階段

(資料來源：Whitaker et al, 2012)

根據 Whitaker 等人於 2012 年對於亞臨界粉煤燃燒技術、整體煤氣化聯合循環燃燒技術、流化床燃燒技術，以及超臨界粉煤燃燒技術的碳足跡，進行系統性文獻回顧。研究對 270 份參考文獻進行了篩選，以確定 LCA 方法的品質、透明度和完整性，最終得到 53 份，其中報告了 164 個生命週期溫室氣體排放量估計值，其估計值從每千瓦小時 675 至 1,689 公克二氧化碳當量 (gCO₂eq/kWh) 不等。Rosselot 等人於 2021 年對於煤炭供應鏈，包含煤炭開採過程中的排放，包括採礦作業過程中消耗的能源所產生的二氧化碳

排放、煤炭運輸排放量、以及發電過程中的二氧化碳排放量進行調查，排放量估算結果為 850 至 1,100 gCO₂/kWh，以及 0.4 至 4.0 gCH₄/kWh，排放量取決於發電技術和生產區域。

美國國家能源技術實驗室(NETL)所發布的技術報告，針對 2020 年歐洲地區燃煤發電進行每度電(kWh)之生命週期環境衝擊評估。研究發現，燃煤發電的系統邊界可分別為「發電」(廠址燃燒與營運)、「煤炭開採」(從硬煤開採至運送至電廠的供應鏈)，以及「其他」(代表燃煤發電廠與電網連接等基礎設施)；其環境衝擊主要集中於兩個生命週期階段：煤炭開採與電力生產(燃燒)。硬煤開採會造成資源耗用、土地利用、遊離輻射及淡水優養化；而溫室氣體排放則主要來自電力生產，排放量為 1,023gCO₂e/kWh。若燃煤發電廠配備碳捕獲與封存(CCS)技術，便能顯著降低其直接排放量，進而使生命週期溫室氣體排放量減少至 369gCO₂e/kWh，降低幅度達 64%。若採用整合氣化複合循環發電技術(IGCC)，其溫室氣體排放量為 849gCO₂e/kWh，若配置碳捕獲與封存(CCS)技術，可使生命週期溫室氣體排放量減少至 279gCO₂e/kWh。

(三)天然氣與燃煤發電差異性比較

與其他化石燃料相比，天然氣的低碳排放特性，有助於鞏固相對清潔燃料的地位，但不一定證明天然氣的生命週期過程皆是乾淨能源。一個關鍵問題是天然氣在價值鏈上的甲烷排放，大程度的抵消了天然氣的優勢。人為甲烷排放的最大來源是農業，約佔總量的四分之一，其次則是能源部門，其中包括煤炭、石油、天然氣和生物燃料的排放。

從液化天然氣及燃煤的生命週期來看，可以發現液化天然氣在價值鏈上的其他氣體，包含甲烷排放的潛在風險，都比煤炭來得更高，例如在傳輸、配送的過程中，天然氣可能因為密封故障或閥門洩漏，而有一些情況是特意为之的，主要是出於安全原因或由於設施或設備的設計而進行的。

此外，火炬氣(Flared Gas)是可燃氣體在排放到大氣之前，將其燃燒的排放控制裝置。在世界各地的石油和天然氣行業供應鏈中，每年露天火炬燃燒約 1450 億立方公尺天然氣。此過程排放的甲烷約 200 萬公噸，約佔全球石油和天然氣生產甲烷排放的 2%，且大多發生在生產階段及天然氣處理過程(Methane Guiding Principles, 2019)。而煤炭的甲烷來源，主要來自煤礦開

採過程的直接逸散，包含井工開採、露天開採、礦後活動及廢棄礦井等(馬翠梅，2020)。煤礦的甲烷減量，主要是將逸散的甲烷進行回收及再利用，再利用方式的選擇主要取決於濃度。其中，高濃度瓦斯(濃度在 30%以上)的利用技術較為成熟，可直接應用於發電、都市瓦斯、工業燃料、車輛燃料等方面。濃度在 8%-30%的抽放瓦斯，可以透過內燃機發電及餘熱利用等技術利用，具備一定的經濟性(IFS, 2022)。

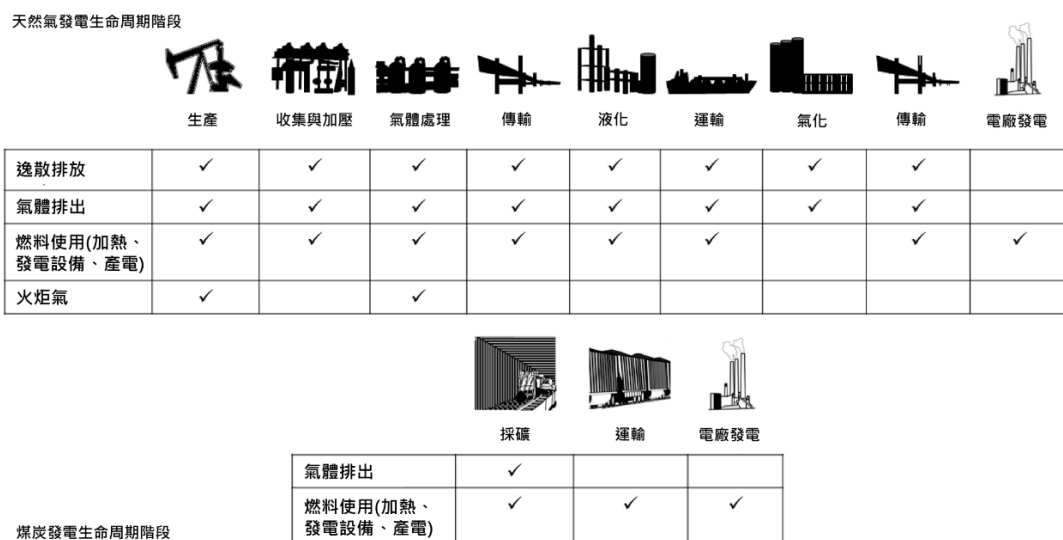


圖 7、天然氣發電和煤炭發電的生命週期階段差異

(資料來源：Rosselot et al, 2021)

因甲烷吸收的熱量比二氧化碳來得多，但在大氣中停留的時間卻要短得多(參看圖 8)。以 100 年的時間尺度而言(淺藍色)，甲烷的全球暖化潛勢值約為 25-35 kg/kgCO₂e。若以 20 年的時間尺度(深藍色)，則約為 85-90 kg/kgCO₂e。因此，在 20 年的時間尺度下，僅需百分之幾的洩漏率，便足以使天然氣的影響比煤炭更為嚴重，除了發電時(因 NGCC 電廠效率相對較佳，米色區域)，其他所有用途皆呈現煤炭優於天然氣的情況(每 MJ，棕色區域)。另一個因素是，將天然氣轉化為電能，往往比煤炭具有更高的效率，如果以發電而不是熱能的形式產出，天然氣的排放量會更低。儘管存在時間尺度及效率等問題，即使考量天然氣和煤炭甲烷的排放量，平均而言，天然氣在供熱或發電時產生的溫室氣體排放量，還是比煤炭少得多(Gould and McGlade, 2017)。

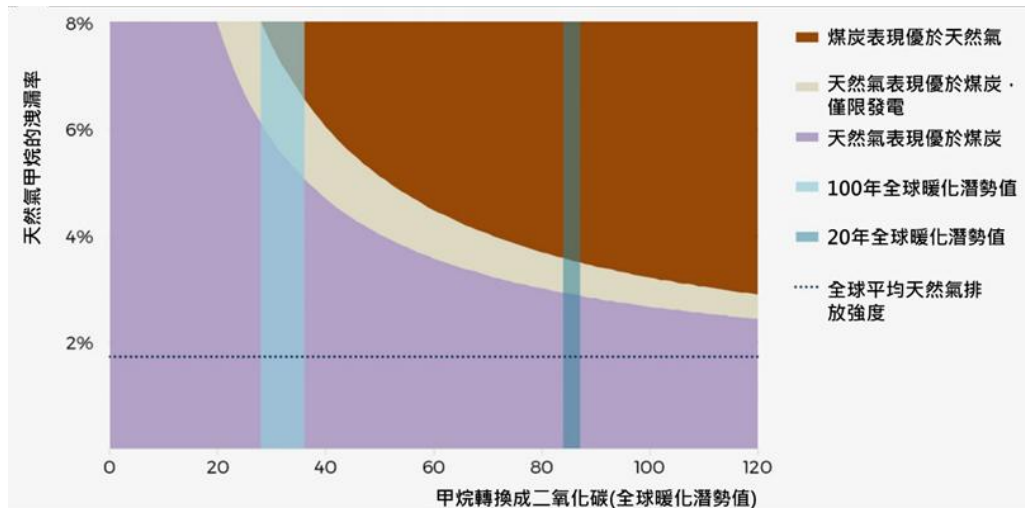


圖 8、天然氣相較於煤炭之溫室氣體排放強度

(資料來源：Gould, T. and C. McGlade, 2017)

四、結論

本研究之主要目的，在於從生命週期的觀點，比較天然氣發電與其他能源發電之碳足跡差異，並聚焦在天然氣以及煤炭發電之價值鏈活動溫室氣體排放的差異性討論。根據相關文獻，從完整生命週期的角度可以看出，燃煤發電的碳足跡數值，相較於其他能源發電類型的確是最高的。每度電的碳足跡數值約為 675 至 1,689 公克二氧化碳當量 ($\text{gCO}_2\text{e/kWh}$)，不同的礦區特性亦有不同的排放情況。若配備二氧化碳捕捉設施，並將 CO_2 儲存納入考量，則數值可分別降至 279~369 $\text{g CO}_2\text{e/kWh}$ 。而天然氣發電的碳足跡數值，相較於煤炭發電的表現來得好，以液化天然氣為主的天然氣發電，每度電的生命週期溫室氣體排放因子為 651~1,045 g CO_2 ，和 2.5~13 g CH_4 ，依照不同的生產區域有不同的排放特性。

上游活動的甲烷逸散率，是影響天然氣碳足跡的關鍵，包含天然氣井的特性、天然氣中的二氧化碳成分、是否涵蓋其他油氣產品、加工過程現地設施的生產條件，以及輸配送距離等，都是重要的影響因子。若透過管線輸送的天然氣，以歐洲為例，天然氣碳足跡之每度電(kWh)溫室氣體排放量，僅為 434 gCO_2/kWh 。兩者比較可以發現，若撇除液化、船運以及再氣化的過程，若能有效的控制天然氣上游活動的甲烷的逸散量，天然氣確實是碳排放量相對較低的發電方式。

另外，本研究彙整表 2，針對參考文獻及國內學術單位研究之台灣地區燃煤、燃氣每發 1 度電(kWh)的碳排放量進行比較，範疇包含從上游及發電各階段活動，排除了液化天然氣的液化、船運及氣化過程。從結果可以發現，雖然環境部的碳足跡資料庫有公告每公斤煤炭及每立方公尺天然氣的上游活動的碳排放量，但台灣仍較少評估及討論燃煤及燃氣每發 1 度電的上游活動的碳排放，而在開採及加工階段，燃氣發電相較於燃煤發電的碳排放量也是較高的。上游活動(不含液化、船運及氣化過程)加上燃燒階段的碳排放量則是燃煤發電最高。

表 2 燃煤及燃氣發電每 1 度電(kWh)碳排放量比較

單位：gCO ₂ e/kWh X 表 示未評估		燃煤		燃氣	
		本專題文獻	台灣	本專題文獻	台灣
上游(不含 液化、船 運及氣化 過程)	開採	9~28	X	13~21	X
	加工	X	X	7~18	X
	運輸	17~47	X	6~27	X
	儲存	X	X	0.54	X
發電	燃燒發電	660~850	800-830	366-369	390-410
上游+燃燒		686~925	x	393~436	x

(資料來源：能源署 2021~2024 年能源平衡表; Khutal et al, 2024; UNECE, 2021; Rosselot et al, 2021)

不過研究也顯示，不論採用 20 年或 100 年時間尺度的全球暖化潛勢值，來計算天然氣的碳排放量，極有可能少量的甲烷洩漏，便可導致天然氣發電的碳排放量高於煤炭發電的風險；而洩漏率越高，天然氣的低碳能源的優勢，就越無法彰顯出來。此外，相關文獻皆提出量化數據佐證，以化石燃料為主的電廠，若能夠普及碳捕捉技術，對於能源部門的減碳會有更實質的助益。而大多數再生能源技術的溫室氣體排放量，主要來自於基礎設施的建置，這表示生命週期衝擊，會因原材料產地、生產所使用的能源結構、製造與安裝階段的運輸方式等因素，而有顯著差異。

考量未來我國能源結構，將以 50%的天然氣發電為主要發電來源，雖然天然氣上游相關活動的溫室氣體排放源，非屬我國可控制，但在價值鏈減排議題持續受到關注下，我國在化石能源的採購，更應該注重除了燃燒階段以外的價值鏈碳排放，應透過供應鏈議合的方式，達成減碳的倡議，以落實我國能源部門應盡之減碳責任，加速全球邁向淨零目標之進程。

參考資料

1. EPD, Electricity, Steam and Hot/Cold Water Generation and Distribution, Product Category Classification: UN CPC 171, 173. 2024.
2. Friedlingstein, P., et al., Global Carbon Budget 2020. *Earth Syst. Sci. Data*, 2020. 12(4): p. 3269-3340 Available from: <https://essd.copernicus.org/articles/12/3269/2020/>.
3. Gould, T. and C. McGlade, The environmental case for natural gas, International Energy Agency, Editor. 2017, International Energy Agency, Available from: <https://www.iea.org/commentaries/the-environmental-case-for-natural-gas>.
4. Horvath, A., Greer, F. Gursel, & Aysegul P. (2023). Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generation and Storage Technologies and Common Residential, Commercial, Industrial, and Agricultural Building Technologies, UC Berkeley, California Institute for Energy and Environment (CIEE), 2023.
5. Khutal, H., Kirchner-Ortiz, K., Blackhurst, M., Willems, N., Matthews, H., Rai, S., ... & Skone, T. (2024). Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation: US 2020 Emissions Profile (No. DOE/NETL-2024/4862). National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, Morgantown, WV, and Albany, OR (United States).
6. Methane Guiding Principles, 甲烷減排指導原則，甲烷減排：最佳實踐指南 火炬燃燒，2019。 <https://methaneguidingprinciples.org>
7. O'Donoghue, P. R., Heath, G. A., Dolan, S. L., & Vorum, M. (2014). Life cycle greenhouse gas emissions of electricity generated from conventionally produced natural gas: systematic review and harmonization. *Journal of Industrial Ecology*, 18(1), 125-144.
8. Rosselot, K. S., Allen, D. T., & Ku, A. Y. (2021). Comparing greenhouse gas impacts from domestic coal and imported natural gas electricity generation in China. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 9(26), 8759-8769.
9. Skone, T. J., Littlefield, J., Marriott, J., Cooney, G., Jamieson, M., Hakian, J., & Schivley, G. (2014). Life cycle analysis of natural gas extraction and power generation (No. DOE/NETL-2016/1646). National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, Morgantown, WV, and Albany, OR (United States).

10. UNECE, 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options, United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) report.
11. Whitaker, M., Heath, G. A., O'Donoghue, P., & Vorum, M. (2012). Life cycle greenhouse gas emissions of coal-fired electricity generation: Systematic review and harmonization. *Journal of Industrial Ecology*, 16, S53-S72.
12. Xi, J., Zhang, B., & Yang, Y. (2025). Calculation and Monte Carlo uncertainty analysis of the levelized cost of electricity for different energy power generation in the smart grid under time scales. *Energy Strategy Reviews*, 58, 101666.
13. Zhu, Y., Allen, D. T., & Ravikumar, A. P. (2024). Geospatial life cycle analysis of greenhouse gas emissions from US liquefied natural gas supply chains. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 12(49), 17843-17854.
14. 北京綠色金融與可持續發展研究院，甲烷減排：碳中和新焦點，2022 年。
15. 馬翠梅、戴爾阜、劉乙辰、王亞慧&王芳，中國煤礦開採與礦後活動甲烷逃脫排放研究資源科學 42 (2), 311 322，2020 年。
16. 台灣電力公司，2025 年，
<https://www.taipower.com.tw/2289/2363/2373/2376/10364/normalPost>
17. 台灣中油永續報告書，2024 年，
https://www.cpc.com.tw/News_EBookList.aspx?n=1504&sms=8980&_CSN=36
18. 經濟部能源署，能源發展綱領(核定版)，2017 年。
<https://www.ly.gov.tw/Pages/Detail.aspx?nodeid=45634&pid=220464>
19. 經濟部能源署，政策計劃重大政策，推動能源轉型，「展綠、增氣、減煤、非核」，2025 年，
https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/Policy/Policy.aspx?menu_id=32800&policy_id=9
20. 經濟部能源署，發電量結構，2025 年，<https://www.esist.org.tw/>