

2.5. 氫能

摘要

氫能的產製，要以不增加碳排為原則。但目前價格最低的產氫製程—天然氣（甲烷）蒸汽重組亦釋放二氧化碳(CO₂)，因此若以天然氣蒸汽重組轉化製氫（藍氫），則必須搭配碳捕存利用(CCUS)技術；若直接由天然氣無氧裂解(pyrolysis)產氫（青綠氫），技術雖仍在開發中，但前景看好（技術內容詳述於 2.6 節「去碳燃氫」）。由本土綠電透過電解水製氫（綠氫），必須考量本土綠電的供需狀況，及長期儲能的需求。無法立即時使用之綠電，才考慮以電池，抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。目前我國仍在拓展再生能源階段，綠電之供應尚無餘裕製造大量綠氫。未來若有儲能需求，則應比較各種可行之案之適切性。

氫能的使用，可以直接將氫氣混入天然氣用以燃燒發電，未來可以轉用純氫取代天然氣燃燒，或透過燃料電池發電。氫燃料電池亦可用於運具如長程貨運及巴士，但在小型車輛上的應用，則面臨電動車的強烈競爭及加氫站基礎建設的困難。此外，氫也有用於工業製程如煉鋼及加氫反應等其他用途。綜合我國各種狀況，本政策建議書提出以下建議：

1. 開發天然氣混氫燃燒發電相關技術。過往我國燃氣發電技術多半以整廠輸入為主，短期在天然氣混氫燃燒發電技術仍需借重國際大廠之研發經驗，但考量混氫或燃氫發電技術在未來數十年之重要性與日俱增，除透過引進混氫或燃氫發電設備外，亦可嘗試朝向自行開發小型混氫或燃氫鍋爐與發電設備以提升實力，並可提供工業製程應用。
2. 參考日本、澳洲合作模式進口綠氫，以取代部份天然氣發電。（估計至 2050 年可發電 575~1,084 億度，裝置容量為 8.2~15.5 GW，詳見附錄 2F）
3. 引進並開發進口氫能相關基礎建設技術，如氫接收站、儲氫材料等。
4. 有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫、燃料電池優化及氫在鋼鐵石化業上相關技術開發。

2.5.1 前言

氫，是一種能量的載體(energy carrier)¹，其能量來源可為電、熱、或光。其最終應用則須轉換成電能，熱能，或化學能。

若氫從電分解水而來，最後再轉成電的形式利用，則氫可視為一種儲電能方式，其效益須與電池儲能（見第 2.11 節）競爭。電解水製氫，最佳能效為 0.8²，再以氫發電，最佳能效為 0.6，整體能量轉換效率低於 0.5，低於鋰離子電池之效率(0.8~0.9)。然而，氫可長期儲能，鋰離子電池則不行。以方便性及能效而言，電池在小汽車及短期儲能較佔優勢。

不過氫比目前電池較易持久，以重量而言能量密度大【低熱值³(Lower Heating Value, LHV)達 120 MJ/kg（對比鋰電池⁴ 0.97 MJ/kg、汽油(gasoline)⁵ 44 MJ/kg、乙醇(ethanol) 26.95 MJ/kg 與天然氣⁶ 47.13 MJ/kg)】，但以體積而言則居劣勢。能量密度大的好處顯見於長途運輸，故氫能大貨車仍被看好。

氫與電池儲能（見第 2.11 節）相較，電池短期成本雖低，充放電容易，但壽命會遞減，運用於長期電力儲存成本較高；氫能則適合大量、長時間儲存情境⁷，然而因氫氣可以進入許多金屬的晶格(lattice)中，形成「氫脆」(hydrogen embrittlement)現象，因此氫氣的儲存容器與管線需要使用特殊材料，並留意其安全性、穩定性，儲氫亦需高壓，因此又增加了能耗成本。我國由於綠電尚缺，是

¹ 氫能具有零污染、零碳排放之特性，主要因為零碳排放的特性乃因「氫」燃燒後的產物為水，不但無碳排放，亦能反過來利用地球上豐富的水資源，所以是可被循環使用的清潔能源。

² 電解水產氫效率（低熱值）按照國際能源總署參數規劃，目前為 64%，2030 年預估為 69%，長期展望則可達 74%。請參見 IEA (2019) IEA G20 hydrogen report: Assumptions. https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf

³ 燃料的低熱值（也稱為淨熱值）定義為透過定量下之燃燒（最初為 25°C）並將燃燒產物的溫度恢復到 150°C 所釋放的熱量。

⁴ 鋰離子市售電池能量目前設計最高密度為 250~270 Wh/kg，約當 0.97 MJ/kg。請參見 ASME (2021) Advancing battery technology for modern innovations. <https://www.asme.org/topics-resources/content/advancing-battery-technology-for-modern-innovations>

⁵ Shadidi, B., Najafi, G., & Yusaf, T. (2021) A review of hydrogen as a fuel in internal combustion engines. *energies*, 14(19), 6209. <http://dx.doi.org/10.3390/en14196209>

⁶ 查詢自 H2 Tools. <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>

⁷ 美國國家再生能源研究室 NREL 研究認為，到 2050 年，持續兩週的儲氫預計將具有成本效益。同時，氫氣也是季節性儲存的第一個可行選擇（2050 年最高 1.5 USD/kWh）。參見 pv magazine (2020) NREL study backs hydrogen for long-duration storage. <https://pv-magazine-usa.com/2020/07/03/nrel-study-backs-hydrogen-for-long-duration-storage/>

否有條件做長期儲能，初評結果似不樂觀。但若確有長期（> 1 週）儲能需求，則電解水製氫為可能選項。短期儲能（1~3 日）目前仍以電池效率較高、成本較低。

若自綠電充裕國家（如澳洲）進口綠氫，不失為一可行方案。電力系統若用燃氫取代化石燃料，則基載電力就可以維持相當的比例，不致因其他非基載再生能源成長，而使得輸電電網運作不穩定。

若氫的最後運用為產熱，如在化工業、鋼鐵業、水泥業等，則效能勝於電池；或作為化學還原劑，如煉鋼，化工加氫反應及半導體產業極紫外光微影技術(EUV)等，則氫有其特殊之必要性；至於直接以光催化分解水產氫，目前仍在早期研究中，須要進一步評估我國綠能是否足以支應需求(Box 2.5.1)。

Box 2.5.1 氫有多綠？

以綠電產出之氫稱為綠氫。以目前產氫的技術，以 1 度(kWh)的電製氫，可產 0.02kg 的氫。這些氫若以燃燒發電（60%效率），可發 0.48 度的電。目前我國每發 1 度電，平均排碳 0.5 kg 左右，0.48 度的電，就相當於 0.24kg 排碳。故以綠氫發電，可省 0.24 kg 的排碳。但若以綠電直接使用取代燃煤或燃氣發電，則可省 0.9 kg 或 0.4 kg 的二氧化碳。故綠電最佳效益之使用方式為直接使用，來取代燃煤或燃氣發電。

唯有在綠電過剩，無法馬上使用時，才以製氫的方式長期儲存。但短期的儲能，仍以電池效率最佳。以氫長期儲能，仍須考量儲氫的問題。綠氫除可發電之外，亦可用於工業製程，如煉鋼，化工加氫反應及半導體產業極紫外光微影技術(EUV)等。此外，氫可用於無法電氣化的運輸，如長程運輸。以目前技術而言，天然氣蒸汽重組為最便宜之製氫途徑，但此製程亦產二氧化碳，故非綠氫，因此須配以二氧化碳捕捉技術才可「綠化」。

2.5.2 國際發展現況

再生能源產氫的成本偏高，使氫能在減碳上的重要性未受重視。然 2019 年國際能源總署(IEA)公布的日本 G20 峰會報告指出，隨著再生能源的成本快速下

降，以及產氫規模的擴大，到 2030 年從再生能源生產氫氣的成本可能降低 30%⁸；IEA 2021 年報告亦預估，2050 年淨零排放情境下，產氫將完全使用低碳技術，電解水產氫量將占全球的 60%，其他 40%來自天然氣產氫加上二氧化碳捕獲、再利用與封存技術⁹；而 2020 年氫能委員會(Hydrogen Council)發布的氫能競爭力：成本視角(Path to Hydrogen Competitiveness -A Cost Perspective)報告則認為，如果透過擴大氫能生產、銷售、設備和零件的製造，2030 年氫能解決方案成本將可透過廣泛應用降低 50%，並預期 2050 年氫能將滿足全球約 18%的最終能源需求¹⁰；國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)2019 年估算全球不同地區風能與太陽能之平均發電成本(Levelized Cost of Electricity, LCoE)，預測 2035 年可再生能源製氫成本將低於化石燃料製氫¹¹。由此趨勢發展可知，氫能將在未來 30 年的重要性逐漸攀升，若能預先提早佈局，以進口氫取代我國傳統化石燃料的部分能源使用，將可對於我國 2050 淨零排放的減碳目標有所助益。

許多國家已將氫能列為取代化石燃料使用，邁向淨零排放社會之電力轉型重點，例如歐盟在 2020 年 7 月公佈氫能策略(EU Hydrogen Strategy)¹²，並於 2030 年之後，將綠氫應用於重工業等脫碳難度較高的產業，使氫能在整體能源使用的比例將從 3%擴大到 14%。美國能源部則是近期發佈氫能大型專案計畫 2020 (Hydrogen Program Plan 2020)，為美國氫能研究、開發和示範應用提供了支持策略，並致力於氫能全產業鏈的技術研發、示範和部署以達成規模化，此外，超過 20 家企業聯盟委託麥肯錫顧問公司於 2020 年發布的氫經濟路徑圖(Road Map to a US Hydrogen Economy)則預估美國到 2050 年氫能將占能源消費總量的 14%(強企圖情境)¹³。日本方面，在 2014 年正式宣佈向氫經濟轉型後，除了積極針對

⁸ IEA (2019) The future of hydrogen. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

⁹ 同前揭註錯誤！尚未定義書籤。。

¹⁰ Hydrogen Council (2020) Path to hydrogen competitiveness : A cost perspective. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

¹¹ 科技發展觀測平台(2020) 歐盟氫能之競爭優勢與全球氫能技術發展。
<https://outlook.stpi.narl.org.tw/index/focus-theme/detail?id=4b11410075b8452d0175d9e818381f39>

¹² EU (2020) EU hydrogen strategy.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296

¹³ Fuel Cell and Hydrogen Energy Association (2020) Road map to a US hydrogen economy.
<https://www.fchea.org/us-hydrogen-study>

2020 年東京奧運會準備各種氫能相關的示範，最後在 2021 年疫情影響下決定完成舉辦並實現當初規劃的部分氫能目標外¹⁴，並在 2020 年發布 2050 淨零排放成長戰略（2050 碳中和綠色成長戰略）後，新設 2 兆日圓基金鼓勵民間投資氫能設備等¹⁵，擬在 2030 年讓氫能安裝達 300 萬噸，2050 年時目標要擴大到 2,000 萬噸¹⁶。

以日本為例，為達到 2050 淨零排放目標，日本最大的石油集團 JXTG 近期（2019 年）使用澳洲昆士蘭科技大學的太陽能設施為電力來源進行試驗，將水電解出氫後與甲苯經過電化學反應形成液態有機氫形式（甲基環己烷，Methyl Cyclohexane, MCH）加以儲存，並成功使用船運出口到日本後，再轉換回氫氣與甲苯，氫氣在日本當地使用，甲苯則是可運回澳洲再度進行電化學反應循環利用，為未來日本長期從澳洲大量進口綠氫進行研發測試^{17,18}（圖 2.5.1）。

¹⁴ 原本氫能規劃在東京奧運會中作為選手村的能源使用、賽場運輸的燃料巴士與奧運聖火等，但因疫情影響，除燃料電池巴士數量與選手村氫能使用受到部分影響外，大致完成原本氫能應用目標。聖火台為利用來自福島的再生能源產氫，但聖火傳遞則是併用了丙烷跟氫。請參見 Chuang, D.(2021) 以「環保」為目標的 2020 東京奧運，有實現氫能社會嗎？
<https://technews.tw/2021/08/05/hydrogen-2020tokyo-olympics/>

¹⁵ 經濟部國際合作處(2021) 日本為達成 2050 年淨零碳排之具體作為。駐日本代表處經濟組。
https://mnscdn.moea.gov.tw/MNS/ietc/bulletin/Bulletin.aspx?kind=54&html=1&menu_id=33779&bull_id=8838

¹⁶ 日本內閣官房等(2021) 2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略。
<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-3.pdf>

¹⁷ pv magazine (2019) Queensland sends first green hydrogen shipment to Japan. <https://www.pv-magazine.com/2019/03/29/queensland-sends-first-green-hydrogen-shipment-to-japan/>

¹⁸ QUT (2018) QUT leads new hydrogen pilot plant. <https://www.qut.edu.au/research/article?id=135488>

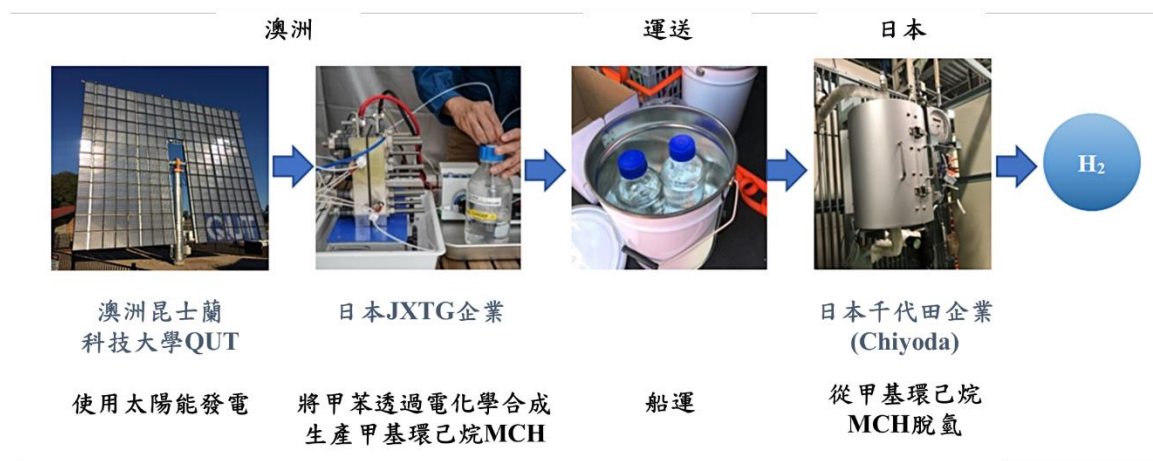


圖 2.5.1 日本與澳洲合作的太陽能產氫合作計畫¹⁹

在此之前，日本亦有其他多項國際合作計畫正執行中。包括日本與澳洲合作液態氫計畫（氫能供應鏈計畫），測試日本能否穩定的從澳洲進口取得液態氫作為發電燃料，因此也澳洲維多利亞省利用水與褐煤汽化產氫並液化，另外希望透過澳洲“CarbonNet”計畫將捕獲的二氧化碳存在維多利亞省附近的海床下，目標為在 2030 達到商業化運作²⁰。2017 年日本川崎重工與挪威 NeL 氫能公司共同進行一項再生能源電力製氫(power to gas)計畫，進行運用水力發電生產氫能，並希望進展到風力發電製氫，並透過液化氫方式輸送至日本²¹。在氫氣運輸上，日本與汶萊也是合作以甲基環己烷為載體之氫運輸示範計畫，此外也和沙烏地阿拉伯進行以氨(ammonia)為載體運之氫運輸聯合示範計畫，以將沙國生產的氫氣運到日本²²，並於 2020 年秋季完成第一批氨氣（藍氫）運送至日本之試驗。

¹⁹ 東京大学先端科学技術研究センター(2019) Succeeded in the world's first technical verification to produce "CO₂-free hydrogen" at low cost -Trial of hydrogen supply chain establishment and hydrogen based society. <https://www.rcast.u-tokyo.ac.jp/en/news/release/20190315.html>

²⁰ 國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心科技產業資訊室(2020) 日澳政府合作氫能供應鏈計畫，投資 3.5 億美元。 <https://iknow.stpi.narl.org.tw/Post/Read.aspx?PostID=17195>

²¹ 能源界(2021) 日本的氫能發展戰略及啟示。 <http://www.nengyuanjie.net/article/45067.html>

²² Hellenic Shipping News Worldwide (2021) Blue ammonia's role in the energy transition of Saudi Arabia and Japan. <https://www.hellenicshippingnews.com/blue-ammonias-role-in-the-energy-transition-of-saudi-arabia-and-japan/>

2.5.3 我國發展氫能之現況問題分析

我國要能順利轉型布建無碳的氫能，首要之務尚需完善氫能供應鏈之規劃與相關基礎設施之建置，而其中涉及氫能來源、儲存運輸與應用等諸多環節，且各環節仍有挑戰需加以解決。像是在技術面，我國仍需培養國內混氫/純氫燃燒技術能力，而既有安全儲、運氫技術（包括跨境輸儲）成本高、耗能高，故須強化基礎設施布建與輸儲相關技術之發展以能有所突破；政策面上，我國過去雖在第 1、2 期能源國家型計畫納入氫能與燃料電池研發規劃²³，讓國內已有不少研發機構及業者投入燃料電池技術開發，似具產業價值鏈分工雛形，然而我國於 2050 年氫能各種減碳應用如電力與產業減碳之長程通盤性規劃仍有不足，且氫能從生產、輸儲與應用皆有待規劃完整的法規配套。其他問題尚包括氫能的應用定位需要更為明確，以強化產業投入意願；民眾對於氫能使用安全性仍有疑慮，以及部分儲氫載體使用之化學物具有毒性而需要完善相關化學物質之處理規範與標準等。值得注意的是，利用我國再生能源產製綠氫，除少數應用外，效益不及直接使用再生能源所產綠電。短期無法立即使用之綠電，宜以電池或抽蓄水力等儲能²⁴。又因我國綠電不足，故仍須要考慮進口綠氫的選項，如目前日澳氫能合作模式。

2.5.4 我國發展氫能之潛能與限制評估

氫能的應用潛能的確認，主要須考量氫能整體供應鏈之各個環節完整串接之可能性與可行性。一般而言氫能供應鏈大致可以歸類為氫氣來源、儲氫、運氫與應用等階段（圖 2.5.2），各階段可以選擇不同替代選項進行組合，以確認至最終應用的可行性。特別是就基礎建設建置成本觀點而言，氫氣最好即產即用，如直接在火力電廠旁產氫，即產即用不需透過儲氫或是運氫階段，可省卻儲存及運輸

²³ 行政院國家科學委員會(2013) 第二期能源國家型科技計畫總體規劃報告書（核定版）。

²⁴ 除了單純儲能以外，國內亦有學者提出可透過系統性整合再生能源與水資源的方式，包括抽蓄水力、太陽能、風能、海水淡化廠與水庫等，達到解決再生能源間歇性與氣候變遷下水資源缺乏等綜效。參考 Tsai, Y. C., Chan, Y. K., Ko, F. K. & Yang, J. T. (2018). Integrated operation of renewable energy sources and water resources. *Energy Conversion and Management*. 160. 439-454. 10.1016/j.enconman.2018.01.062.

成本。以天然氣無氧裂解去碳產氫直接發電為可能的選項(詳見2.6節去碳燃氫)。

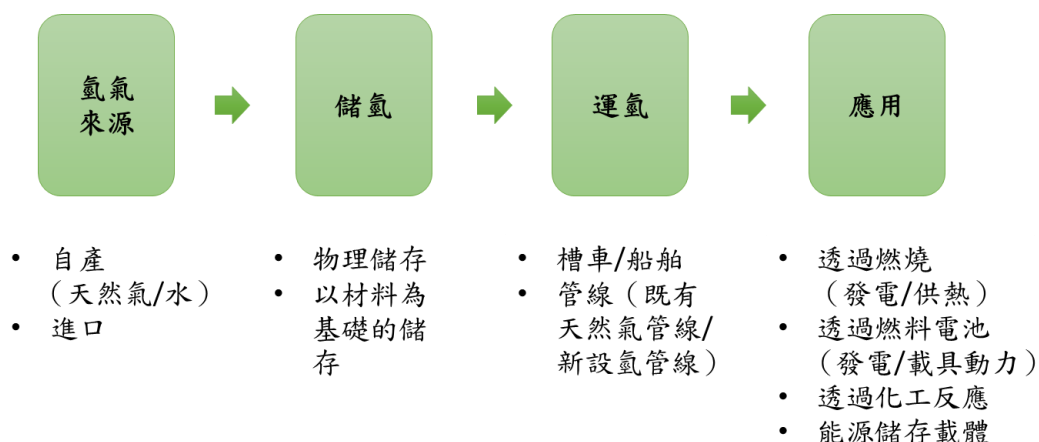


圖 2.5.2 氫能供應鏈各階段與其下各種替代選項

以下分就氫能應用潛能與氫能供應鏈各階段選項的限制進行研析與評估。

1. 氫能的應用與減碳潛能

氫能的應用共可歸類為六大類，如表 2.5.1 所示。(一)與(二)主要是將氫能直接燃燒或是混入天然氣燃燒後用作發電或是供熱用途(如終端消費使用)；(三)與(四)則是將氫能提供做為燃料電池燃料，作為分散式發電用途(如產業或防災用)，或是供作長程運輸(大貨車、船舶)等重型載具使用；(五)則是將氫透過化工反應應用於產業用途，例如石化產業或是資通訊產業等；(六)則是將氫能用做長時間放電之能源儲存載體用。

以上應用中，以(一)氫燃燒後應用於發電、(二)氫燃燒後應用於供熱，以及(四)氫作為燃料電池燃料應用於載具動力為對臺灣最具有減碳潛力的三大應用，且目前皆已具備基本可用技術。但我國先前在(一)與(二)並無進行有系統之研發。

表 2.5.1 氫能一般的應用

類別	直接應用途徑	終端應用
(一)	直接燃燒	發電
(二)	混入天然氣燃燒	供熱
(三)	燃料電池	分散式發電
(四)		長程運輸（大貨車、船舶 ²⁵ ）
(五)	化工反應	產業應用（石化、資通訊等）
(六)	能源儲存載體	

（一）與（二）的應用中，因純氫燃燒後的產物僅有水而不產生二氧化碳，故以燃燒方式應用於發電或供熱上可有助減碳。現今已商業化的燃氣渦輪機設計多已能處理含氫具有一定的比例之燃料，故 2030 年以前，將氫與傳統化石燃料（如天然氣）進行混燒（如<10~60%）具有可行性，主要因為燃燒全氫之渦輪機須要有特殊耐高溫材料，但目前各廠商都尚無大規模商業化能夠燃燒全氫的渦輪機²⁶，仍多處於運行測試階段，故目前僅能以混燒為主。而燃燒純氫的燃氣渦輪機預計在 2030 年左右可以達到商業化^{27,28,29,30}，故預期 2030 年以後將可逐步過

²⁵ 日本 NEDO 在 2022 年 3 月提出重型載具(Heavy Duty Vehicle)用燃料電池路徑圖，其中針對需要長時間營運的沿海貨船與客船，訂出 2030 年主要規格。請參見 NEDO (2022) NEDO 燃料電池技術開發ロードマップ—HDV 用燃料電池ロードマップ（解説書）。

<https://www.nedo.go.jp/content/100944011.pdf>

²⁶ 部分廠商擁有可以改造為燃燒全氫的燃氣渦輪機機種，如 GE 的 F-class 燃燒系統，但目前仍有待進行進一步的運行測試，並未達到真正大規模商業化實施的階段。如 GE 在 2022 年 5 月獲得美國能源部的資助，便是希望加速開發和測試可改造的 F-class 燃燒系統，使該系統能夠結合微型混合器和軸向燃料分級技術，達成 100% 氫氣運行。請參見 GE (2022) GE, DOE accelerating the path towards 100% hydrogen combustion in gas turbines.

<https://www.ge.com/news/press-releases/ge-doe-accelerating-the-path-towards-100-hydrogen-combustion-in-gas-turbines>

²⁷ 歐盟的製造商聲稱，到了 2030 年渦輪機就能燃燒 100% 的氫。請參考 Fairley, P. (2020) 再生能源有氫就輕鬆？科學人雜誌。<https://sa.ylib.com/MagArticle.aspx?id=4835>

²⁸ GE 計劃到 2030 年實現 100 % 氫燃料發電廠。請參見 Simon, F. (2021) GE eyes 100% hydrogen-fuelled power plants by 2030. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/ge-eyes-100-hydrogen-fuelled-poer-plants-by-2030/>

²⁹ 日本第十一次科學技術預測調查中德菲調查預估以 100% 氫作為燃料基礎的燃氣渦輪機的 1GW 大型發電技術在 2030 年左右可達成技術實現。請參見 NISTEP (2020) 第 11 回科学技術予測調査 デルファイ調査。

https://nistep.repo.nii.ac.jp/?action=pages_view_main&active_action=repository_view_main_item_detail&item_id=6692&item_no=1&page_id=13&block_id=21

³⁰ 目前 New Fortress Energy (NFE) and GE 公司正與美國 Long Ridge Energy Terminal 合作開發可混燒 15~20% 氫氣的 GE 7HA.02 combustion turbine，逐漸在未來十年轉換為可用純氫燃燒。請參見 NS Energy (2021) Gas turbines in the US are being prepped for a hydrogen-fuelled future. <https://www.nsenergybusiness.com/features/gas-turbines-hydrogen-us/>

渡最終可達到以純氫為燃料之發電或供熱應用(因須考量既有電廠生命週期長達40年較難一步替換到位)。有關燃氣與燃氫發電效率之說明則可見附錄2G。

而電力部門若以氫燃燒應用於電力生產，或是高碳排產業如石化業及鋼鐵業改以氫燃燒作為供熱用途，便能減少原本化石燃料使用量來降低排碳。而國內純氫燃燒技術能力仍有待提升以能因應未來整體的需求。(四)的應用中，氫能可作為燃料電池燃料提供載具之動力來源，特別是使用於長里程、重載運輸的載具上，應用於小型載具上會面臨電動車的直接競爭，且目前燃料電池設置成本較高，於國內廣設高壓加氫站具有一定難度，但氫能可長時間儲能之特性較鋰電池儲能具有優勢，故在長途運輸或物流，如大貨櫃車、船舶等應用，應用氫能來替代傳統化石燃料為減碳為可行方向之一。

(三)的應用中，主要是將氫氣做為燃料電池燃料，在須要時提供發電用途(例如工業)，這部分功能與其他電池技術較為類似，較會產生技術上的競爭，但可朝向長時間儲電與放電的方向發展，以達到功能上的差異化。此外，固態氧化物燃料電池有機會進行熱整合(heat integration)，進而提高能源效率。(五)的應用，主要是將氫透過化工製程應用於產業上，包括將氫用於生產一般化學原料(如乙二醇)、產氫過程兼產高附加價值的醫藥品或化學品，或作為提供資通訊產業製程的還原劑使用，目前評估電子業跟鋼鐵業的需求較高，石化業可以循環利用副產氫，減碳僅為其部分目的。(六)的應用上，氫能因儲能特性較類似抽水力，相較其他儲能載體具有高能源密度且可長時間放電特性，故國際認為高占比再生能源之情境下(50%以上)，可協助再生能源儲存並達成能源損失較小的效益，且在大規模與長時間儲存下，其成本亦可較電池為低。但是此應用是以儲存剩餘再生能源提供電力削峰填谷功能為主要目的，所以在實質減碳方面幫助不大，但再生能源餘電產氫可直接用於滿足其他應用之需求，並取代部分氫之進口量。

2. 氫氣的來源與可能創新模式

氫的來源主要可分四類：(1)電解水(water electrolysis)；(2)天然氣（甲烷）蒸汽重組(natural gas steam reforming)；(3)製程副產物；與(4)國外進口氫能，皆為2030 以前可用之技術或商業模式。另有(5)天然氣無氧裂解（methane pyrolysis, methane cracking, 又簡稱去碳燃氫）的創新科技為可應用於減碳並同時產生氫氣之創新途徑。但應注意 2050 年使用的氫能須為綠氫，而非傳統之灰氫或藍氫³¹，且目前使用無法調度的綠電電解水產氫之效率仍有精進空間，未來須積極開發高效能產氫技術。

(1) 電解水

電解水產氫是透過電極通電將水電解成氫氣與氧氣的方式，優點是產氫時不會產生碳排。但因電解水的過程須要能源投入，若電力使用來源仍為傳統化石燃料則仍有碳排問題，因此須要搭配再生能源作電力來源。利用再生能源為電力來源進行水電解產氫是一種潔淨且安全的無碳能源選項，但相較傳統蒸汽重組技術，成本較高，特別是電解水的過程需要使用觸媒以及耗用大量電力³²，因此利用再生能源進行電解的成本，會取決於再生能源的電力價格高低。此外，電解產氫的效率也有待提升，根據技術與負載因子(load factor)的不同，目前電解系統的效率約從 60%~81%不等。每產 1 kg H₂，約須 48~50 度電。估計為了替代目前專門從天然氣生產之氫能量(69 Mt H₂)（不包括製程副產物之氫）³³，對於電力的需求會達到 3,600 TWh（36,000 億度），超過目前歐盟一年的發電量³⁴。除了電解水產氫成本高昂以及轉氫的效率須要提升以外，美國能源部提到在電解水產氫須要克服

³¹ 化石燃料（如天然氣）蒸汽重組產出的氫稱為灰氫(gray hydrogen)；灰氫再經由碳捕存技術避免二氧化碳排放到大氣而產出的氫氣則稱之為藍氫。

³² 甲烷無氧裂解技術相較水電解技術在能量使用上具有經濟性，以熱力學角度來看，生產 1 mole H₂ 只需要 37.5 kJ，而水電解需要 286 kJ/mol H₂。請參見 Sánchez-Bastardo, N., Schlögl, R. & Ruland, H. (2020), Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness. *Chemie Ingenieur Technik*, 92: 1596-1609. <https://doi.org/10.1002/cite.202000029>

³³ US DOE (2020) Hydrogen strategy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf

³⁴ 根據該數值估算目前生產每 Mt 氫氣平均需要 52 TWh 電力(52 kWh/kg H₂)。請參見 IEA (2019) The future of hydrogen. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

的研究挑戰還包括降低水電解槽裝置的資本成本並取得系統的平衡，以及須要了解電解槽劣化過程，以制定減緩策略來延長使用年限³⁵。

除了對電力的需求之外，電解產氫亦須要用到水為原料。生產 1 kg H₂ 大約需要用到 9 公升的水，並產生 8 公斤的氧氣副產品。假設我國要想要以電解水產氫之氫能發電 147 億度，相當於需要 662 萬立方公尺的水作為原料，以我國年用水約為 180 億立方公尺，約占整年用水之 0.04%，工業用水的 0.38%。因此，若電解水產氫發電量仍若想要再提升，就須要注意因此衍生之用水需求。目前亦有研究者嘗試以利用海水做為電解水之來源，但仍須克服海水可能造成的腐蝕損害以及會產生氯的問題。

雖然電解水產氫主要產氫價格目前雖仍較昂貴，預期 2030 年電解水技術預期達成大型化生產下，屆時將逐漸具有成本競爭力。但若希望以此方式產氫，仍須持續提升我國再生能源發電占比（如變動性再生能源大於 50%）方較適合應用於產氫。

(2) 天然氣（甲烷）蒸汽重組

是目前最成熟、廣泛運用且最有效率的產氫技術。主要是將化石燃料作為來源，在高溫下反應後形成二氧化碳與氫氣。但此技術的產氫過程仍會產生碳排放，須要進一步藉助如二氧化碳捕獲、再利用與封存技術(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)協助減碳，故非最適合的產氫方式。

(3) 製程副產物

過往在石化業、鋼鐵業、造紙業與氯鹼業等，工業製程過程中便會產生副產物餘氫，其中鋼鐵業的副產氫雖估計為 200 億立方米(1.8 Mt)，但不純物含量較高，需要進一步純化處理³⁶。

³⁵ Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2021) Hydrogen production: electrolysis.
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

³⁶ 台灣經濟研究院(2016)「全國性氫能發展之整體規劃」期末報告書。
<https://ws.ndc.gov.tw/Download.ashx?u=LzAwMS9hZG1pbmlzdHJhdG9yLzEwL3JlbGZpbGUvNTY1Ny8yNzU1OC83NGEzZWVhYy0xNTgwLTQwYzktOGUxNy04Y2RiNzE0MDQ0OGMucG>

(4) 從國外進口氫氣的創新商業模式

考量未來臺灣綠電有限，以再生能源自產綠氫之量有限，僅可供電力調度時使用。故直接進口綠氫才能增加能源供給。進口氫氣則可以參考日、澳的商業合作模式，如透過參與澳洲與日本的合作，以氫氣從澳洲運送至日本的模式提供臺灣綠氫，並藉此替代原本從國外進口的部分天然氣，來達成減碳目的。此外若以進口氫氣方式，運輸上便須藉助船運與所需相關技術。

(5) 天然氣無氧裂解

又簡稱去碳燃氫，即是以天然氣無氧裂解技術(pyrolysis)，將天然氣在無氧條件下，分離產生氫氣和固體碳（純碳），並以氫氣直接燃燒發電。因反應不產生二氧化碳，而把碳在燃燒前以固體碳型式分離，無二氧化碳排放問題。這個技術十分有研發空間與減碳潛力，不過技術尚未達成商業化階段，其詳細內容詳見本章第 2.6 節去碳燃氫。

3. 儲氫/運氫之可能創新模式

(1) 儲氫方式

氫相較於其他燃料之單位質量下能量最高，但因在一般環境溫度下密度低，使其每單位體積下能量較低，因此須要具有高能量密度（高壓低溫）並具安全性的先進儲氫方式來降低儲運成本³⁷。氫氣可以用氣體或液體的形式進行物理儲存，但氣體儲存通常須要高壓罐裝，若以液體氫形式儲存則須要低溫且耗能高。另外一類則是以材料為基礎(material-based)的儲氫技術，包括吸附劑、化學儲氫材料（如液態有機氫、化學氫）和金屬氫化物等。其中以液態有機氫如甲基環己烷形式，具有運輸方便與能耗低的優點，是可以考慮的方向，不過甲基環己烷有毒性，必須要備有充分的安全措施，另一種替代選項則是利用化學毒性較低的氨。

Rm&n=5YW05ZyL5oCn5rCr6IO955m85bGV5LmL5pW06auU6KaP5YqDLnBkZg%3D%3D&icon=..pdf

³⁷ Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2021) Hydrogen storage.
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

(2) 運氫方式—氫/天然氣共管輸送

目前國內少量氫氣運送多以高壓槽車的方式，若大規模氫氣運輸，則須要透過高壓管線，除須建置氣體運輸管路外，也須要對應進行氫氣儲存運輸材料之研究與示範。另國內因綠電有限，自產綠氫短期內應會偏向小規模，故較可行應用方式為在使用端附近製氫或就近打入天然氣管線，取代部分天然氣供鄰近工廠或消費者使用，故對應須布建相關基礎設施建設（加壓），與水電解廠至天然氣管線之管線。天然氣管線可承受約 25% 以下的氫氣^{38,39}。若超過此濃度則須改進管線材料。

(3) 燃料電池

臺灣目前在氫能燃料電池相關技術的發展概況，我國第 1、2 期能源國家型計畫燃料電池投資方向包括質子交換膜燃料電池(PEMFC)與固態氧化物燃料電池(SOFC)⁴⁰，且國內產業的發展方向目前也以此兩種技術之產品/組件為主。PEMFC 廠商居多，所開發製品主為小型定置型系統為主，而我國 SOFC 零組件廠商則已成為美國中大型燃料電池製造商(Bloom Energy)的主要代工廠⁴¹。但我國核心關鍵材料與組件（膜電極組、氣體擴散層/電極、質子交換膜等）因為受到國外專利箝制，仍以進口為主⁴²，且在市場/產業面上仍面臨氫能燃料電池市場尚未完全形成，設備初期設置成本及燃料費用較高外，大規模產品推廣成本亦高。

³⁸ 美國 NREL 2013 年報告評估天然氣摻混不同濃度比率的氫氣下，在不同傳輸管線上可能發生的(風險=管道故障頻率×著火概率×火災後果)，25%的氫氣摻混比率與完全管線為天然氣之風險較為接近。請參見 Melaina, M. W., Antonia, O. & Penev, M. (2013) Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>

³⁹ 依照國際能源總署 IEA 的統計，在允許混合的歐盟成員國中，最高限值適用於德國(10%)，但前提是沒有壓縮天然氣加氣站接入網絡，否則限值為瑞士(2%)、法國(6%)、西班牙(5%)和奧地利(4%)。然而，許多司法管轄區尚未允許將氫氣混合到天然氣網絡中。請參見 IEA (2020) Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per capita in selected locations. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations>

⁴⁰ 同前揭註 23。

⁴¹ 石蕙菱(2021) 2021 我國燃料電池產業產銷分析。IEK 產業情報網。
https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt_more.aspx?actiontype=rpt&indu_idno=5&domain=28&rpt_idno=512088239

⁴² 藍兆禾、劉嘉楣、黃聖元、李耀榮(2013) 氫能與燃料電池產業發展現況與趨勢。能源知識庫。<https://km.twenergy.org.tw/ReadFile/?p=KLBase&n=20137309317.odt>

目前，適合用作集中式長期發電的 SOFC 零組件以供應國際為主，燃料電池車輛尚處於示範驗證階段，且缺乏相關基礎建設，且小型客車市場會面臨電動車的直接競爭等^{43,44}（詳見 2.11 儲能分析）。因此，我國在燃料電池的發展策略上，建議應優先以產業發展的角度，讓國內廠商與國際共同建立燃料電池產業供應鏈，進行全球市場的布局為主要推動方向。

2.5.5 政策建議

1. 開發天然氣混氫燃燒發電相關技術

在 2030 年以前技術發展方向，因現有燃氣渦輪機設計已能容忍混燒一定比例的氫氣(< 10~60%)⁴⁵。燃燒純氫的燃氣渦輪機仍有待進一步開發並測試高濃度氫燃燒所需的關鍵元件，尚無法達成大規模化商業化燃燒純氫，因此我國須要規劃開發並測試天然氣混氫燃燒發電相關技術，如短期以 10%~20% 氫氣混入天然氣進行發電，以協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排。過往我國燃氣發電技術多半以整廠輸入為主，在天然氣混氫燃燒發電技術仍須借重國際大廠之研發經驗，但考量混氫或燃氫發電技術在未來數十年之重要性日增，除透過引進混氫或燃氫發電設備外，亦可嘗試朝向自行開發小型混氫或燃氫發電設備以提升實力，並可提供工業製程應用。

2. 參考日本與澳洲合作模式進口綠氫，以取代部份天然氣發電

目前日本與澳洲已成功測試並示範將澳洲電解水產氫，以液態有機氫形式儲存並以船運運輸至日本，只待綠氫成本大幅下降後便可擴大實施。此外，日本亦為進口液態氫相關設施技術如接收站、輸送船舶之主要領先發展國家。我國在 2030 年以前透過再生能源餘電產氫之潛能有限，故為使用綠氫強化減碳效益，

⁴³ 同前揭註 36。

⁴⁴ 中技社(2016) 國際與我國氫能運用發展與推動政策研析。
<https://www.ctci.org.tw/8838/publication/10798/15783/>

⁴⁵ Siemens (2020). Hydrogen power with Siemens gas turbines. Reliable carbon-free power with flexibility.

必須考量長期進口綠氫。臺灣位處日、澳中間區位，若能仿效日澳合作模式以跨國方式透過船運進口綠氫，會是較具經濟效益之合作模式。

3. 引進並開發進口氫能相關基礎建設技術，如氫接收站、儲氫材料等

要讓我國順利轉型布建無碳的氫能，並透過進口綠氫取代部分天然氣發電，首要之務尚須完善氫能供應鏈之規劃與相關基礎設施之建置，而其中涉及氫接收站、儲氫材料等諸多環節，皆為我國進口氫能所需之重要關鍵。但我國過往相關研發較為欠缺，故可透過國際合作引入進口氫能相關基礎建設技術，以有效協助我國在發電等領域之有效減碳。

4. 有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫、燃料電池優化及氫在鋼鐵石化業上相關技術應用

我國現有氫氣製造，大多來自天然氣蒸汽重組之灰氫，為目前最低的產氫製程，但若要不增加碳排，則必須搭配碳捕存利用技術方能綠化。若從本土綠電透過電解水製成，則須考量綠電的供需狀況是否足以支撐大量綠氫製造所須之能量。因綠電以直接使用效率最高，無法即時使用之綠電，再以電池，抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。雖然國內部分學研單位目前已規劃投入電解水產氫等綠氫產製相關技術，但仍偏向小型電解產氫系統，缺乏新型產氫系統整合至現有工業應用之經驗，且轉換效率仍有待提升，故須考量與國際大廠合作開發，以有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫。

而氫能的應用中，將氫作為燃料電池燃料應用於載具動力，特別是長程運輸等重型載具使用，為對臺灣具有減碳潛力的應用之一，而將燃料電池作為分散式發電用途則是可以額外提供產業或是防災備用電力等其他效益。國內目前已有不少研發機構及業者投入燃料電池技術開發之基礎，故可提供產業發展效益。建議在技術研發上，強化上游關鍵元件與材料之技術研發，藉此深化我國燃料電池發展的基礎能量；在產業推動上，對內整合我國燃料電池廠商的研發能量，對外則與國際共同建立燃料電池供應鏈，進行全球市場的布局做為主要推動方向。

此外，因氫亦可運用為化學還原劑或產熱，且在化工業、鋼鐵業、水泥業等的效能勝於電池。但燃氫鍋爐仍須另行設計開發。氫作為化學還原劑，如煉鋼，化工加氫反應等，則有其特殊之必要性，故亦應引進並開發氫在鋼鐵、石化業上的應用。