

Deloitte.



# 綠氫如何重塑全球能源格局

全球氫能源市場展望



序言	03	附錄：氫能發展路徑探索 (HyPE) 模型	56
內容摘要	04	HyPE模型概述	57
全球潔淨氫能市場展望概述	08	商品	61
第一章：六億噸潔淨氫能市場展望	12	中游運輸	61
工業及運輸應用成為需求增長第一動力	13	國別資本成本計算	65
第二章：發展潔淨氫能價值鏈	18	參考文獻	66
潔淨氫能供應潛力評估	19	編輯群	68
運輸基礎設施的重要性	27	聯絡我們	70
第三章：全球潔淨氫能市場的興起	30		
市場迎來快速增長	32		
綠氫自始佔據主導地位	33		
全球氫能貿易一體化	34		
第四章：開啟全新市場，獲得多重利益	40		
經濟發展	41		
自由貿易帶動效率提升	43		
加強能源安全	44		
第五章：需逾九兆美元投資	46		
全球投資	47		
運輸和轉化資產不容忽視	49		
投資應趁現在	50		
第六章：行動呼籲	52		
建立氣候導向型市場	53		
創建商業案例	54		
確保長期韌性	55		

# 序言

面對日漸迫切的氣候變遷危機，提高能源安全，致力進行能源轉型已成為首要目標。然能源轉型伴隨著一系列的變革與挑戰，需要企業、監管機構、金融產業和政府部門等共同努力，以實現淨零碳目標，塑造未來能源新格局。國際能源署 (International Energy Agency, IEA) 指出若於 2050 達成淨零排放目標，氫能需至少占整體能源使用 13%；2022 年 3 月台灣國發會發佈「2050 年淨零碳排路徑圖」亦提及未來我國 2050 年電力供給，氫能需佔比 9-12%，以達到整體電力供應的去碳化。

氫能，尤其是綠氫，是一種淨零排放的能源形式，可以應用於各種領域，包含能源生產、交通運輸、工業製造和許多其他領域，為各國實現永續發展目標的關鍵要素。在本次發布的《綠氫如何重塑全球能源格局：全球氫能源市場展望》報告中，Deloitte 根據 Hydrogen Pathway Explorer (HyPE) 模型，對清潔氫能未來發展進行全面量化與分析，指出潔淨氫能是實現碳中和與因應氣候變遷的關鍵，其中政策的支持至關重要，包含透過策略訂定提高各方利害關係人對潔淨氫能發展前景的可見度和可信度；藉由直接補貼與財政激勵等方式，鼓勵業者投資製氫技術；以及透過國際合作，構建多元化價值鏈，強化能源、氣候和發展政策協同作用，發揮綜效。

身處於永續未來的發展關鍵轉捩點，我們的行動將決定未來世代的生活品質和環境的健康，勤業眾信長期關注永續與能源發展，結合趨勢與國際資源，並深耕在地發展，期許能成為未來能源發展的先驅，為永續未來盡心盡力。

能源、資源與工業兼工業產品與營建產業負責人  
溫紹群 資深執行副總經理 Rick Wen

電力、公用事業與再生能源產業負責人  
林孟衛 合夥律師 David Lin

溫紹群

林孟衛

# 內容摘要

## 潔淨氫能是實現氣候中和的關鍵

《巴黎協定》提出，要加速能源轉型必須大力發展碳中和技術。潔淨氫能技術即是其中一種，不僅可以突破電動化發展侷限，還能夠推動重工業、交通運輸等難減排產業去碳。潔淨氫能可以直接用於最終用途或發電，也可作為氨、甲醇或可持續航空燃料 (SAF) 等衍生物的生產原料，滿足特定工業和運輸應用。

目前氫能主要有兩種取得路徑：天然氣重整製氫和煤炭氣化製氫，二者均屬於高碳密集型技術（年均二氧化碳排放量超過 10 億噸，約占全球排放總量的 2.5%）。綠氫——利用再生能源電解水製取——是最具前景和真正實現永續發展的製氫技術。藍氫——利用天然氣和碳捕捉與封存技術製取——只要符合嚴格的甲烷排放和碳捕捉標準，也可被稱為「潔淨」氫。因此，藍氫或許是一項有用的過渡技術。

據 Deloitte 對碳中和、包容性潔淨氫經濟的展望分析，要到 2050 年實現全球碳中和，潔淨氫能市場產能須到 2030 年達到 1.7 億噸氫氣當量，2050 年達到 6 億噸氫氣當量。起初，潔淨氫能將主要用於工業用氫（9,500 萬噸氫氣當量）去碳，特別是化肥生產。此後，隨著向淨零排放目標邁進推動需求快速增長，潔淨氫能將成為各行業通用的去碳解決方案。到 2050 年，工業（如鋼鐵、化工、水泥和高溫加熱）和交通運輸（如航空、航海和重型公路運輸）分別占潔淨氫能總需求的 42% 和 36%。總體來說，潔淨氫能可以顯著減少碳排，到 2050 年累計減排二氧化碳當量達 850 億噸，是 2021 年全球二氧化碳排放總量的兩倍多。

儘管需求始於工業化國家，但潔淨氫能亦是發展中國家實現永續的重要機會。要在不到 30 年的時間裡推動這一新產業快速發展，其價值鏈各環節（如技術領先、能源貿易和產業區位）均面臨前所未有的機遇和挑戰。

## 綠氫經濟的興起

我們預計，潔淨氫能市場有望保持穩定增長，市場規模將從 2030 年的 6,420 億美元增至 2050 年的 1.4 兆美元。早期綠氫項目依靠公共支援實現收支平衡，如美國《通脹削減法案》、澳洲清潔能源金融公司 (CEFC) 計畫、歐盟「綠色減排一攬子計畫 (Fit-for-55)」提案以及歐洲共同利益重要項目 (IPCEI) 資助計畫、日本需求側研發支持計畫等首批主要計畫。到 2050 年，隨著綠氫供應能力大幅提升，工業和運輸業最終用途廣泛新增，全球氫能市場將完全成熟。市場的顯著增長將使現貨市場能夠主導定價，增強韌性，並將投資引向最具競爭力的地區。

事實上，綠氫自始便在供應結構中佔據領導地位，並將在 2050 年佔據 85% 的市場份額（逾 5 億噸氫氣當量），逐步發展成為最具競爭力的潔淨氫能技術。藍氫作為一項有用的補充和過渡技術，有助於在早期階段建立需求，並推動中東、北非、北美洲、澳洲等天然氣儲量豐富地區的氫經濟發展。藍氫產量將在 2040 年達到高峰，約為 1.25 億噸氫氣當量（占全球氫產量的 30%），而隨著甲烷和二氧化碳排控日趨嚴謹，這項技術將逐漸被更具競爭力的綠氫所取代。

## 全球貿易一體化

據我們預計，到 2050 年主要地區之間的全球氫能貿易將達約 1.1 億噸氫氣當量，約占潔淨氫能市場的五分之一，而貿易主要聚焦於便於長距離運輸的氫衍生物（氨、甲醇和 SAF）。氨也可作為氫的儲運載體（氨經歷轉化和再轉化製得氫）。到 2050 年，中東、北非、北美洲、澳洲四個地區共占全球氫產量的 45% 和貿易量的 90%。較當地內需而言，北非（出口 4,400 萬噸氫氣當量）和澳大利亞（出口 1,600 萬噸氫氣當量）的出口潛力最高，其次是北美洲（出口 2,400 萬噸氫氣當量）和中東（出口 1,300 萬噸氫氣當量）。南美洲和撒哈拉以南非洲地區也可積極參與，在全球貿易中約占 10%。在進口方面，日本和韓國因能源和土地資源匱乏而高度依賴全球貿易（2030 年至 2050 年期間占其需求量的 90%）。歐洲、中國和印度雖然氫產量巨大，但在整個過渡期間也需要依賴進口。

2050 年，各地區之間的全球氫能貿易可創造超過 2,800 億美元的年均出口額，其中北非（每年 1,100 億美元）、北美洲（480 億美元）、澳大利亞（390 億美元）和中東（340 億美元）是主要的出口市場。貿易自由化與多元化能顯著降低成本，提高能源安全，促進發展中國家和新興市場的經濟發展。對於化石燃料出口國而言，潔淨氫能出口收入可彌補石油、天然氣和煤炭出口收入下降的缺口。

## 投資重點 從化石燃料轉向潔淨氫能

預估到 2050 年，全球氫能供應鏈需要超過 9 兆美元的累計投資，其中 3.1 兆美元將用於發展中經濟體。代表在未來 25 年，生產氫能所需的年均投資額為 3,760 億美元，低於 2022 年石油和天然氣生產所需的 4,170 億美元。因此，建議降低石油和天然氣方面的支出，讓更多資金流向潔淨生產。中國、歐洲和北美洲作為主要消費地區（共占總產量的一半以上），分別需要投入 2 兆、1.2 兆和 1 兆美元。發展中國家和新興經濟體也需要大規模投資（包括北非需 9,000 億美元，南美洲需 6,000 億美元，撒哈拉以南非洲需 3,000 億美元）。綠氫經濟的興起將成為南方國家帶來外資的獨特契機。



## 構築包容性市場須建立一致政策

想要擴大潔淨氫能經濟規模，並確保綠氫為實現碳中和發揮必要作用，政策支持至關重要。至今全球已有超過140個國家（占全球二氧化碳排放總量的88%<sup>1</sup>）設定淨零排放目標，然而據勤業眾信資料分析，至2030年全球已公佈潔淨氫能專案的總產能僅有4,400萬噸氫氣當量，僅為預計需求的四分之一。灰氫製取成本雖低，但碳排放量大。因此，各國應積極給予政策支援，大力發展規模經濟。

### 聚焦未來的政策行動

政策部署應圍繞三個方面展開：



**建立氣候導向型市場：**需要制定國家及區域層面策略，提高各方利害關係人對潔淨氫能發展前景的可見度和可信度。建立健全且一致的潔淨氫能認證流程，以確保認證過程之透明度並避免技術鎖定效應。最後，國際合作對於減少政治摩擦、構建公平競爭環境亦至關重要。



**創建商業案例：**需要充分利用政策工具（授權、直接補貼、碳差價合約、財政激勵、公共擔保、構築氫基產品目標或市場）來彌合潔淨製氫技術與化石燃料製氫技術之間的成本差距。長期承購機制（如德國H<sub>2</sub> Global平臺）可以顯著降低潔淨氫能專案風險，彌合產品定價與支付意願之間的差距，並增強價格穩定性。



**保證長期韌性：**構建多元化價值鏈（如關鍵設備及原材料供應、潔淨氫能交易夥伴）是避免氫經濟規模擴大過程中出現成本瓶頸和提高市場韌性的關鍵，應成為國家戰略的重點之一。潔淨氫能商品的運輸（管線運輸和航海運輸）和儲存（戰略儲備）基礎設施設計亦離不開廣泛的大眾支持。最後，各國應儘早建立長期的國際合作機制，強化能源、氣候和發展政策協同作用，帶動區域整合。



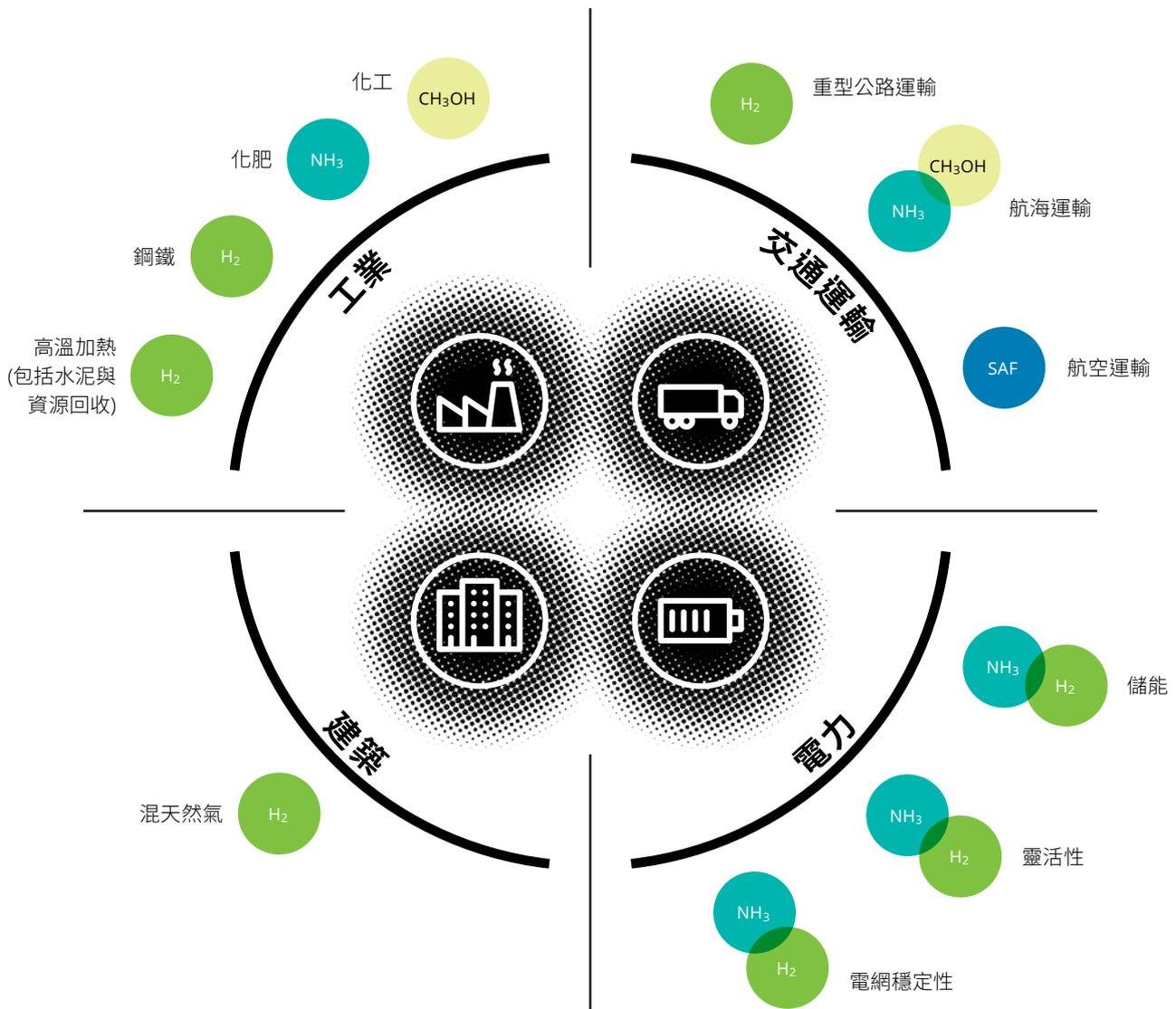
<sup>1</sup> 參見：<https://climateactiontracker.org/global/cat-net-zero-target-evaluations/>

# 全球潔淨氫能 市場展望概述

《巴黎協定》提出全球控制溫升不超過 2°C 並努力控制在 1.5°C 以下的目標 (UNFCCC, 2015)。這項具有法律約束力的國際條約於 2015 年 12 月，由參加第 21 屆聯合國氣候變化大會 (COP 21) 的 196 個締約方簽署通過，致力將全球溫升控制在 1.5°C 以內，於 2050 年前實現淨零排放 (IPCC, 2018)。全球經濟去碳需要在能源供應進行重大技術變革，尤其是大規模開發再生能源 (e.g., Rogelj et al., 2018, Waisman et al., 2019)，以及轉向低碳能源載體 (e.g., Zhu et al., 2020, Shirizadeh and Quirion, 2022, Seck et al., 2022)，以實現其最終用途應用。到 2050 年，電力將成為主要的能源載體，占終端能源消費比重達 50% (Rogelj et al., 2018)。然而，難減排產業 (如重工業、交通運輸、化工、高溫加熱) 的去碳仍需除電動化外的解決方案 (IEA, 2021a)。

潔淨氫能是突破電動化發展限制的關鍵。氫氣是一種多功能分子，可作為工業原料和能源，具有廣泛的應用前景 (見圖 1)。得益於本身的物理化學特性，能協助推動工業或重型運輸等難減排產業去碳 (Seck et al., 2022)。氫能的不同消費和運輸方式也推動了潔淨氫能的發展。雖然市場較需要純氫 (H<sub>2</sub>)，但潔淨氫能生成的衍生物分子，如氨 (NH<sub>3</sub>)<sup>2</sup>、甲醇 (CH<sub>3</sub>OH) 和永續航空燃料 (SAF) 亦應用廣泛。<sup>3</sup> 氫衍生物更易於儲存和運輸，而且氨氣可以重新轉化為純氫，使得海運氫能更具經濟效益 (IRENA, 2022b)。

圖 1：氫及其衍生物在碳中和能源系統中的主要最終用途



資料來源：Deloitte analysis based International Energy Agency (IEA)<sup>16</sup>, International Renewable Energy Agency (IRENA)<sup>17</sup> and Hydrogen4EU.

<sup>2</sup> 氨氣 (NH<sub>3</sub>) 可由氮氣 (N<sub>2</sub>) 和氫氣 (H<sub>2</sub>) 通過 Haber-Bosch 法反應產生，不會直接排放二氧化碳。(Smith, Hill and Torrente-Murciano, 2020)

<sup>3</sup> 甲醇 (CH<sub>3</sub>OH) 和 SAF 可由氫氣與二氧化碳反應產生 (Galindo Cifre and Badr, 2007 and Zhou et al., 2022)。此處的二氧化碳來自生物質提取 (即起初通過光合作用從大氣中吸收，後通過生物降解過程而自然釋放)，或通過化學反應直接從空氣中捕獲，不會導致氣候變化，因此從生命週期角度而言，這些衍生物是潔淨能源。

## 專欄1：製氫技術

目前的主流製氫技術有幾種，新技術亦在競相發展。新技術開發主要圍繞一個主題展開，即如何減少製氫過程中的二氧化碳排放。不同技術通常以不同顏色表示，有碳密集型（灰氫和黑/棕氫）和潔淨型（綠氫、藍氫、藍綠氫、白氫和粉紅氫）之分。<sup>4</sup>

**綠氫**是指利用太陽能、風能等再生能源發電後，透過電解程序製取的氫能。它是碳密集程度最低的製氫技術之一，不會產生直接的碳排放。該技術易於擴展，並將隨著技術的普及而極具成本競爭力，如同過去十年再生能源的發展。

**粉紅氫**是指利用核能發電來分解水產生的氫能，屬於碳中和技術。但核能可能面臨社會接受度、規模化擴展等問題，且可能優先用於滿足電力供給需求。

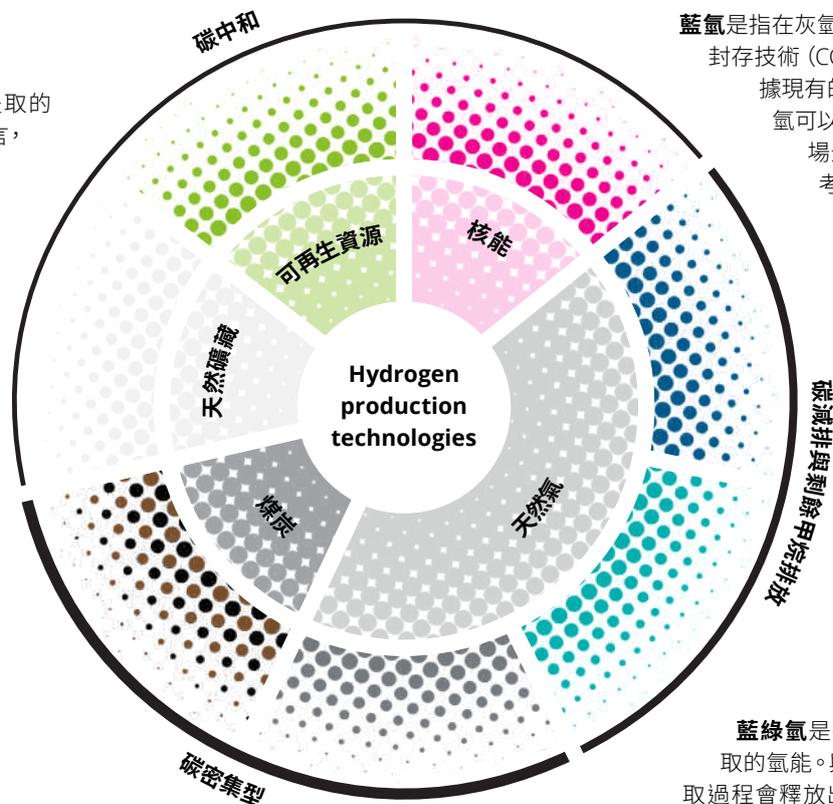
**白氫**是指透過地下鑽井提取的天然氫能。就全球需求而言，其儲備量可忽略不計。

**藍氫**是指在灰氫的基礎上透過碳捕捉與封存技術（CCS）技術製取的氫能。依據現有的灰氫製取基礎設施，藍氫可以迅速擴大清潔氫的應用場景。但從長遠發展來看，考量上游甲烷排放與剩餘碳排放（至今最高碳捕獲率約為95%），這項技術難以實現碳中和目標。

**黑氫或棕氫**是指透過煤炭氣化製取的氫能，該技術造成的汙染最為嚴重。每製造1公斤的氫氣，將排放20公斤的二氧化碳。

**灰氫**是指依靠天然氣重組（透過甲烷蒸氣重組，甲烷自熱重組或甲烷加熱重組）產生的氫能，是目前應用最廣泛的技術。由於甲烷蒸氣重組產生的碳排放（ $9\text{kgCO}_2/\text{kgH}_2$ ）以及上游天然供應產生的甲烷排放，其被歸類為碳密集型技術。

**藍綠氫**是指天然氣經高溫裂解製取的氫能。與灰氫和藍氫不同，其製取過程會釋放出固體（而非氣體）碳，這些碳既可以用做其他工業原料（不會以二氧化碳的形式沿著價值鏈向下釋放到大氣中），也可以永久儲存。因此，該技術不產生直接的碳排放。但與目前其他技術相比，該技術成本高昂，尚未被證明具有可發展性，並且還需處理上游的甲烷排放。



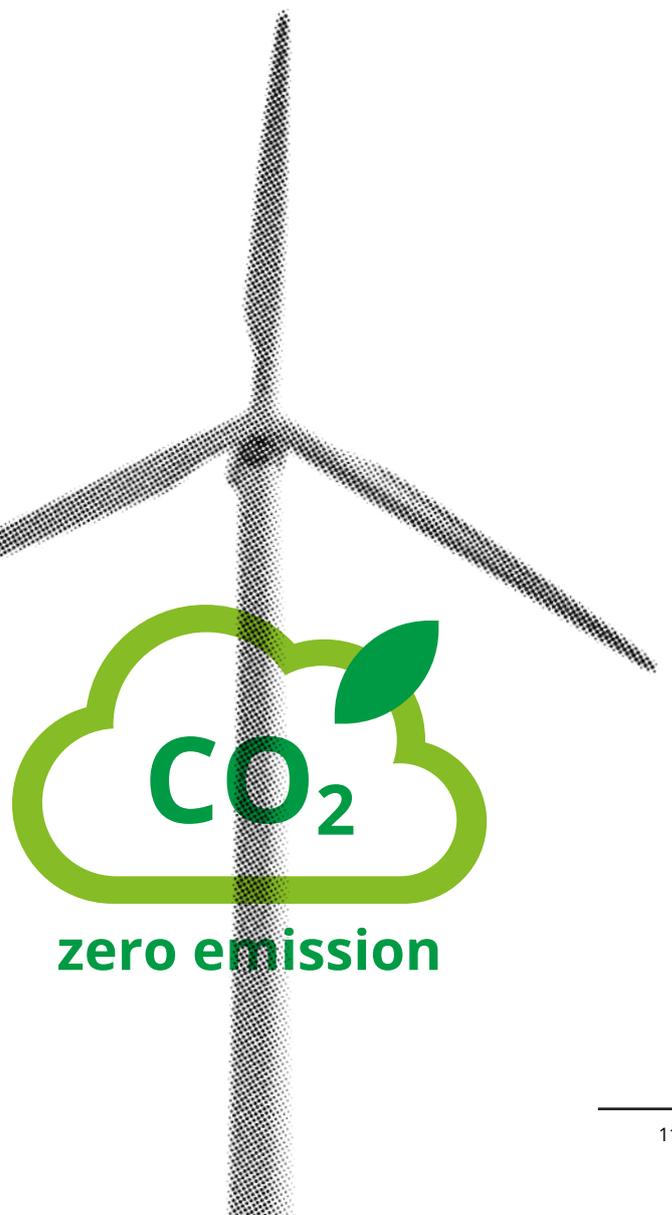
<sup>4</sup> 參見：<https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum>

**發展清潔製氫技術，開啟淨零美好未來：**從長遠來看，基於再生能源電解水製氫（「綠」氫）是生產無碳氫最具前景和真正永續的技術解決方案。但截至目前，全球 9,500 萬噸氫氣當量<sup>5</sup>的生產（IEA, 2022c）幾乎都是來自化石燃料，主要是透過天然氣蒸汽重整（「灰」氫）或煤炭氣化（「棕」氫或「黑」氫）製取，二者均屬於高度碳密集型技術，每年排放的二氧化碳超過 10 億噸，占全球年排放總量的 2.5%，與全球航空業的年排放量相當。將目前的天然氣製氫技術同碳捕捉與封存技術相結合（「藍」氫），可能是邁向低碳氫供應的重要一步，最理想情況下可減少 95% 的直接二氧化碳排放（UK Environment Agency, 2021）。潔淨氫能技術包括綠氫、低碳氫（藍氫）等主流製氫技術，以及其他非主流製氫技術（藍綠氫或粉紅氫，見專欄 1）。

**潔淨氫能市場的興起將給價值鏈各環節帶來巨大機遇和挑戰：**實現氣候中和不僅需要對目前的氫供應進行去碳，還需要將其擴大六倍以上，才能滿足能源轉型新需求。建立全球氫能貿易是平衡供需的關鍵。要在未來 30 年內構建全新供應鏈，必須大力促進重大技術發展（如燃料電池、鋼鐵生產的直接還原、SAF 供應）、製造能力提升（如電解槽、太陽能電池板、風力渦輪機）以及基礎設施建設（如生產、運輸和儲存設施），這是一項前所未有的挑戰（IRENA, 2021a）。全球價值鏈仍面臨巨大不確定性（Van de Graaf et al., 2020），具體取決於在供應技術、領導能力、銷售市場及由此產生的能源貿易路線和氫能應用面的選擇。這些選擇或將引發政府（如能源安全和產業政策）、能源及公用事業公司、設備製造商、運輸參與主體（如航運公司、港口設施管理公司）、消費主體等氫經濟各利益相關方之間的衝突。

**本報告旨在闡明 Deloitte 對 2050 年前碳中和、包容性潔淨氫能經濟的展望，本報告提出的氫能發展路徑依賴兩大支柱：**第一，到本世紀中葉實現全球碳中和；第二，積極應對重大金融和地緣政治問題，推動潔淨氫能貿易朝著多元包容方向發展（即明確包括南方國家）。要想即刻迎戰全球暖化，同時創造公平的發展機會，必須先制定這樣的遠大目標。此外，打造多元化氫能價值鏈能夠有效降低供應鏈中斷風險，提高全球能源安全（IRENA, 2022a）。本報告基於資料和模型展開定量分析，提出對潔淨氫能經濟快速發展的願景，並重點剖析相關挑戰和瓶頸。本報告依託 Deloitte 最先進的氫能發展路徑探索（HyPE）模型（見「附錄：氫能發展路徑探索（HyPE）模型」），提供關於合理供應和貿易路線、重要經濟指標（如生產成本、市場收入、融資需求相關詳細視圖）的綜合量化結果，以及以穩健、有韌性的方式實現氣候目標所需的關鍵政策行動。

<sup>5</sup> 本報告中，我們使用「氫氣當量（H<sub>2</sub>eq）」作為氫及其衍生物（氫、甲醇和 SAF）需求的計量單位。「氫氣當量」是指生成既定分子品質所需的氫氣品質。例如，通過 Haber-Bosch 反應合成氫，需要 3 摩爾的氫氣（6 克）和 1 摩爾的氮氣（28 克），才能產生 2 摩爾的氨氣（34 克）。因此，34 克氨氣對應的是 6 克氫氣的品質，即 6 gH<sub>2</sub>eq。在後文中，若氫衍生物質量未使用「氫氣當量」一詞表述時，則將以常規品質單位表示。



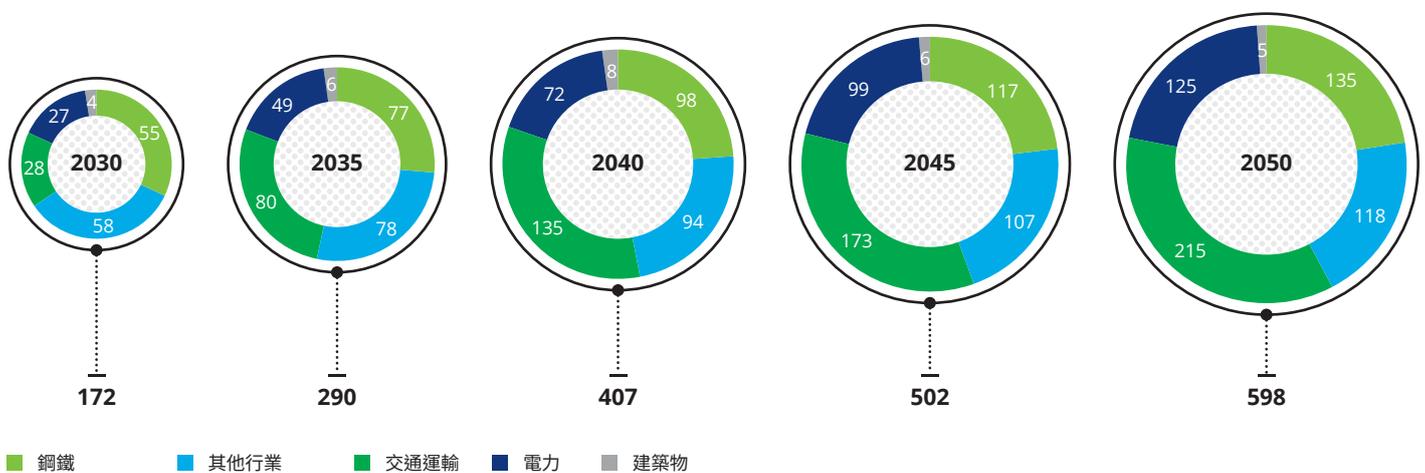
# 第一章 六億噸潔淨 氫能市場展望

為實現 2050 年淨零目標，潔淨氫能市場產能至 2030 年需達到 1.7 億噸氫氣當量，2050 年達到 6 億噸氫氣當量。從能源角度來說，6 億噸氫能可提供的電能，相當於 2019 年全球用電量的 85% 以上 (22,850 太瓦時)。目前，潔淨氫能市場無法與具經濟規模與效益之化石燃料市場相比，且化石燃料製氫技術並未充分反映其造成的社會環境成本，讓人誤認為化石燃料更具經濟效益。我們認為，潔淨氫能經濟的發展將由全球能源系統的去碳目標 (Ariadne-Analysis, 2022) 及其相關政策所推動。

## 工業及運輸應用成為需求增長第一動力

我們的分析顯示，工業應用 (尤其化肥生產) 的去碳是目前氫能發展的第一驅動力 (見圖 2)。此外，工業的淨零轉型亦推動氫能覆蓋更多應用場景，持續深化其作為去碳的通用解決方案影響力。總體而言，我們預計到 2050 年，純氫需求將達約 3.9 億噸 (以氫氣當量計算約占市場的 65%)，其次是氨 (逾 5.9 億噸或 1.04 億噸氫氣當量)、SAF (1.34 億噸或 0.8 億噸氫氣當量) 和甲醇 (1.3 億噸或 0.25 億噸氫氣當量)。

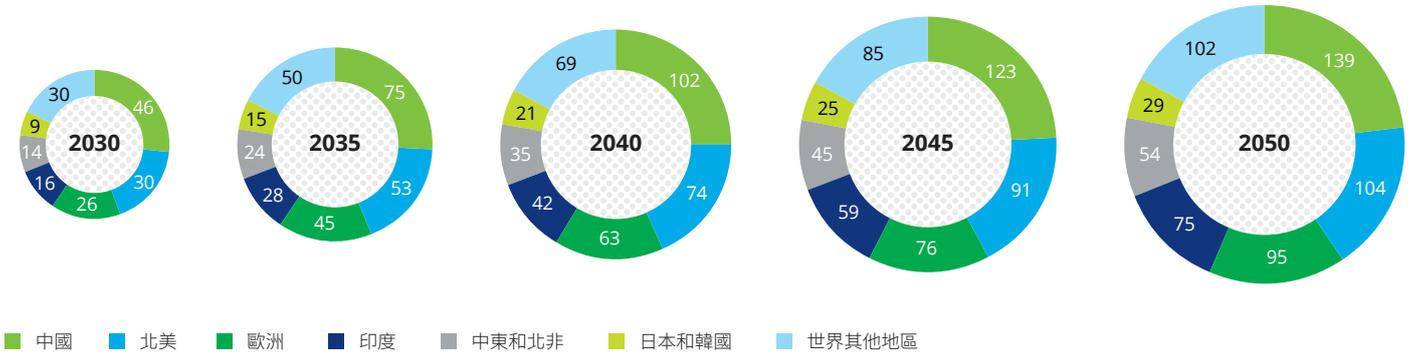
圖 2：2030 年至 2050 年按行業劃分的潔淨氫能需求 2030 to 2050 (MtH<sub>2</sub>eq)



### 從長遠來看，大部分氫能將用於工業、交通運輸兩大「難減排」產業

- 到 2050 年，工業生產對潔淨氫能的需求將達 2.5 億噸氫氣當量，占總需求的 42%。潔淨氫能可用於目前的化工原料去碳，例如轉化為用於化肥生產的氨或用於塑膠和服裝生產的甲醇。在鋼鐵產業，純氫被用作直接煉鐵工藝的還原劑。總體而言，純氫還可作為高溫加熱能源，廣泛應用於冶金 (鋼鐵)、化工、紡織、電子、回收或煉油 (脫硫) 等工業領域。
- 到 2050 年，交通運輸產業的全面去碳需要 2.15 億噸潔淨氫能 (以氫氣當量計算，占總需求的 36%)。我們認為，氫衍生物在協助航海運輸 (如氨和甲醇) 或永續航空燃料 (SAF) 領域去碳方面具有重要價值，因為在這些領域，僅靠電力或純氫去碳遠遠不夠。純氫可用作公路運輸的燃料電池或內燃機燃料，尤其能夠為長途運輸電動卡車提供動力替代方案。
- 氫能還可在電力系統的儲能和靈活性方面發揮重要作用，到 2050 年電力產業去碳需要 1.25 億噸氫氣當量的潔淨氫能 (略高於總需求的五分之一)。當電力供應過剩時 (太陽輻射充足或強風)，氫能可以經電解製取並儲存起來，以便在電力供應不足時轉化為電能，為電力系統提供「向上」及「向下」的靈活性 (Stöckl, Schill and Zerrahn, 2021)。
- 在現有天然氣輸配網路中加入氫可以略降低建築物天然氣使用產生的碳足跡，是一種潛在解決方案。但據我們分析，淨零排放情景下，電動化將迅速取代該部分的天然氣消費，因此摻氫作用有限 (IEA, 2022e)。此外，氫氣輸配需要嚴格遵循安全協定 (Li et al., 2022)，且使用氫能為建築物供暖效率有限 (Rosenow, 2022)。基於這些原因，我們預計建築物用氫需求仍可忽略不計 (500 萬噸氫氣當量，不到總需求的 1%)。

圖 3：2030 年至 2050 年各地區的潔淨氫能及其衍生物需求 2030 to 2050 (MtH<sub>2</sub>eq)



資料來源：Deloitte analysis

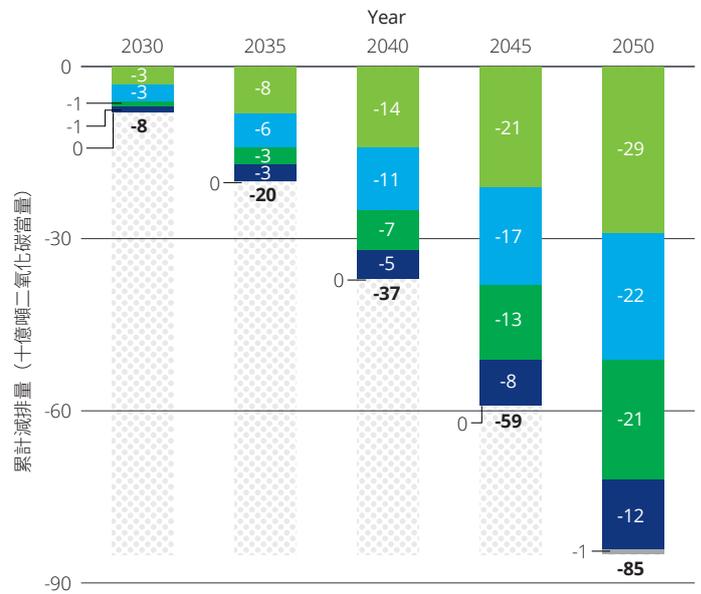
潔淨氫能需求將迅速飆升，推動形成真正的全球市場（見圖 3）。隨著氣候變遷成為全球迫切解決的問題，各國需要對終端使用去碳，全球潔淨氫能需求由此增長。

儘管需求始於工業化國家，但氫能價值鏈亦是發展中國家實現永續成長和去碳的重要機會。潔淨氫能可以在電力系統中超越石化燃料，並促進內銷和外銷出口的在地生產（IRENA, 2022a）。發展中國家可以利用其自然資源，構建屬於自己的生態系統，滿足氣候中和轉型過程中日益增長的在地需求，並透過將其國內生產的盈餘出口到其他地區，進而融入全球供應鏈。此外，未來的潔淨氫能價值鏈不會僅限於直接生產與消費，發展中國家可以從氫運輸以及電解槽、太陽能電池板、風力渦輪機、氫加工 / 轉化裝置的關鍵材料供應等方面尋找經濟發展機會。

反之，經濟的良好發展亦是新興市場實現淨零排放的先決條件。要實現淨零排放（包括廣泛部署潔淨氫能），必須制定明確的長期策略。因此，已開發經濟體和發展中經濟體均需加大相關投資。發展中國家只向氫經濟提供原材料的綠色殖民主義思維（Van de Graaf et al., 2020）恐將適得其反，尤其考慮到這些地區的能源轉型相對起步較晚。

總體而言，研究結果表明，潔淨氫能對全球降碳貢獻顯著，到 2050 年可累計實現溫室氣體（GHG）減排達 850 億噸二氧化碳當量（見圖 4）。<sup>6</sup> 相比之下，要實現 1.5°C 的全球溫控目標，2020 年至 2050 年期間二氧化碳累計排放量不得超過 4,000 億噸（IPCC, 2021）。氫在幫助難減排產業去碳方面發揮著至關重要的作用。例如，2030 年至 2050 年期間，雖然工業部門用氫量僅占氫總需求量的 42%，但潔淨氫能實現的減排量卻占該部門累計總減排量的 60%。

圖 4：2030 年至 2050 年潔淨氫能實現的溫室氣體減排量



資料來源：Deloitte analysis

<sup>6</sup> 一方面，清潔氫及其衍生物可以取代煤、石油和天然氣作為原料和能源。若就消費軌跡進行反事實分析，相關產業的減排量等於被替代化石燃料產生的碳足跡。例如：在住宅供暖應用中，1 千焦的氫氣取代 1 千焦的天然氣可以減少 7.28 克的二氧化碳排放（基於氫分子和甲烷分子的低位熱值計算）。另一方面，基於氫的技術可以取代基於化石燃料的技術，不產生直接排放。在這種情況下，減排量是根據基於化石產品碳含量的反事實供應軌跡計算得出。例如：在煉鋼過程中，可以用氫基直接還原工藝取代煤炭，從而避免生產 1 公斤鋼所排放的 1.9 公斤二氧化碳。將每個部門的減排量相加，即可得出氫的總體去碳潛力。

## 氣候政策助推市場發展

成本是潔淨氫能擴大部署的重要因素，目前潔淨能源製氫綜合成本高於化石燃料製氫（見圖 5）。我們的研究結果顯示，到 2025 年綠色純氫製取成本為 2.5-5 美元 / 公斤，比灰氫至少高出 1.5 美元 / 公斤（有關成本驅動因素的更多資訊，請參見第 2.1 節）。大多數關鍵的潔淨氫能技術（如電解槽、儲存和液化技術）發展仍處於早期階段，而化石燃料製氫技術歷經幾十年發展已趨於成熟。與其他減排技術一樣，規模經濟可以逐步扭轉目前潔淨氫能技術的成本排名。再生能源電力成本的歷史性大幅下降就是一個典型案例。在公眾支持下，大規模部署風力與太陽能電廠帶動了做中學的良性循環：2010 年至 2021 年期間，太陽能、陸域風能和海上風能的生產成本分別下降了 88%、68% 和 60%。如今，再生能源發電競爭力明顯超過了化石能源（IEA, 2020b; IRENA, 2021b）。截至目前，潔淨氫能仍有待實現這種規模經濟。

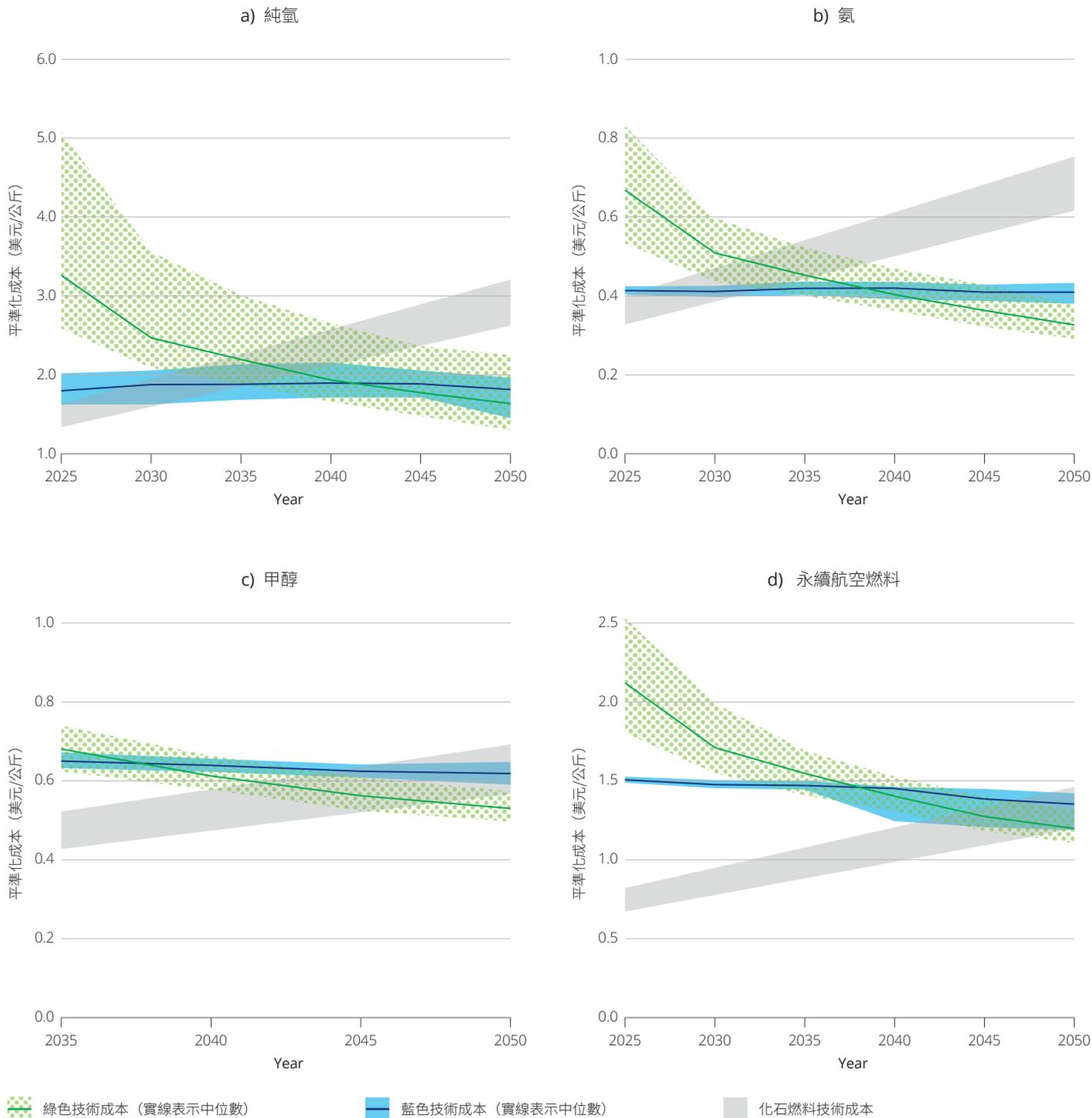
新興市場前景的不確定性抑制了私營部門投資。規模經濟是確保經濟可行性的先決條件，這造成了一種矛盾局面：潔淨氫能需求的不確定性抑制了其生產及運輸的投資，而潔淨氫能的有限供應和與碳密集型氫的成本差距又阻礙了向潔淨氫能技術的全面轉型（Van de Graaf et al., 2020; IRENA, 2022a）。因此，綠氫經濟的發展需要明確的政策支持，讓市場生產和終端利益相關方看見。

我們的研究結果表明，至少要制定到 2035 年的政策行動和監管支持，才能開發出必要規模的潔淨氫能解決方案。有針對性的政策支持是確保首批潔淨氫能專案能夠在公平競爭環境下參與市場的關鍵。例如：美國《通膨削減法案》為綠氫提供最高 3 美元 / 公斤的稅收抵免（藍氫為 1 美元 / 公斤），超過了其與現有技術的成本差距。歐盟氫能 IPCEI 計畫、德國 H<sub>2</sub> Global 平臺等亦提供了相關公共支援（分別是直接補貼和基於公共支持的承購合約）。潔淨氫能產業終將逐步發展成熟：據我們分析，純氫和氨、甲醇、SAF 分別有望在 2035 年、2045 年、2050 年實現損益平衡。政府在向私營部門展示清楚可靠的願景方面也發揮著關鍵作用。嚴格的氣候法規（例如碳定價、綠色燃料標準、碳差價合約、運輸或綠色材料部門的綠色燃料配額）和野心勃勃的去碳目標——包括氫經濟發展里程碑（例如電解容量、充電站數量），對於穩定預期和促進投資至關重要。

逐步收緊氣候政策（即潔淨氫能認證）對於持續減少化石燃料生產活動的「碳足跡」非常重要。藍氫必須符合環境法規才可被認證為潔淨氫能，這是發展國際貿易不可或缺的先決條件。藍氫製取產生的剩餘甲烷和二氧化碳排放量必須低於永續閾值，歐盟、英國和美國均已實施這一政策（見專欄 2）。天然氣行業在碳捕捉與封存（CCS）和遏止甲烷排放方面迅速採用最佳可行技術的能力對於藍氫的部署至關重要。我們認為，要實現氣候中和目標，永續閾值應在本世紀下半葉達到零。

據我們分析，純氫和氨、  
甲醇、SAF 分別有望在  
2035 年、2045 年、2050  
年實現損益平衡。

圖 5：2025 年至 2050 年潔淨氫能及其衍生物生產成本預測



資料來源：Deloitte analysis; The production cost is computed here as LCOH (levelized cost of hydrogen), a methodology accounting for all capital and operating production costs in the levelized manner over a unit cost of produced hydrogen and its derivative (US\$/kg). The green and blue areas represent the production cost distribution of 80% of clean hydrogen and its derivatives that can be produced in this outlook (solid lines representing the median).<sup>37</sup> The cost of grey pure hydrogen directly accounts for detailed modeling assumptions, while the cost of grey hydrogen derivatives (ammonia, methanol, and SAF) relies on average 2019 world market prices and a carbon price in line with the IEA's net-zero pathway. A 10% uncertainty range is added to the central estimate to account for market uncertainties.

<sup>37</sup> 為便於比較，本次分析納入了生產甲醇和 SAF 的藍氫製取路徑，儘管實際上很可能是綠氫製取技術佔據主導地位。事實上，基於藍氫生產甲醇和 SAF 需要以二氧化碳作為原料，因此中間增加了碳封存這一步驟。該過程相當於直接依賴化石燃料技術加上碳封存（如直接空氣捕獲），這是一種潛在的、更具經濟效益的替代方案。

## 專欄2：藍氫認證的永續閾值

氫生產必須符合環境法規才能被認證為潔淨氫能，這是發展國際貿易不可或缺的先決條件。對於利用天然氣製取的藍氫，其碳排放必須遵循涵蓋直接排放（即 CCS 技術的效率）和與天然氣供應相關的甲烷排放的永續閾值。歐盟（《歐盟分類法》<sup>8</sup>）、英國（《低碳氫標準》<sup>9</sup>）、美國（《潔淨氫能生產標準》<sup>10</sup>）等多個國家及地區均已實施此類標準。截至目前，英國的「低碳氫標準」最為嚴格，即到 2025 年低碳氫生產的溫室氣體排放須低於 2.4 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>。

天然氣製氫技術的甲烷排放對於藍氫認證至關重要，並可能受到投資者審查。採用最佳可行技術（BAT）在上、中及下游減少甲烷排放，是未來幾年進一步使用天然氣製氫以及為向淨零過渡而部署藍氫的先決條件（Hydrogen for Europe, 2022）。在歐洲，該措施可以使與天然氣消費有關的排放量減少四倍以上。

我們認為，全球藍氫貿易將因永續閾值趨嚴以及商業案例減少而倍受衝擊，最終導致這項技術被逐漸淘汰。在實踐中，符合英國所設標準是開展潔淨氫能貿易的初始條件（詳情參見附錄）。預計該閾值將呈線性下降，並在本世紀下半葉達到零。從長遠來看，剩餘的直接排放和甲烷洩漏不符合氣候中和目標要求。

<sup>8</sup> 請參見：<https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/>

<sup>9</sup> 請參見：<https://www.gov.uk/government/consultations/designing-a-uk-low-carbon-hydrogen-standard>

<sup>10</sup> 請參見：<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/clean-hydrogen-production-standard>

# 第二章 發展潔淨氫 能價值鏈



快速建立全球潔淨氫能市場是一項前所未有的挑戰。它要求對當前的氫供應全面去碳，並在未來 30 年內將供應規模擴大 6 倍以上以滿足更多應用場景。在需求方面，轉用氫能需要工業和運輸部門技術進行根本性轉變，其中一些技術仍有很大進步空間（如燃料電池、煉鐵和煉鋼的直接減碳、SAF 生產）。在供應方面，大規模部署帶來的成本節約仍有待實現。此外，必須發展大規模的全球運輸和儲存基礎設施，包括國內輸配管線、國際管線和船舶、轉化和再轉化裝置（如液化和氣化裝置、氫合成和裂解裝置）以及海運碼頭。重大的技術進步與創新將使整個價值鏈受益。只有大規模擴大相關基礎設施（包括再生能源和電解槽生產），並輔以持續的研發，才能使潔淨氫能在向淨零排放過渡過程中發揮其預期作用（IRENA, 2021a）。

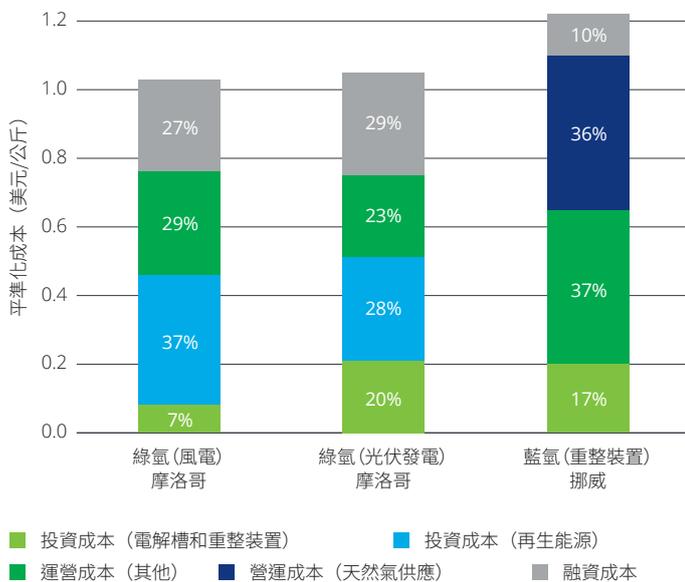
## 潔淨氫能供應潛力評估

到 2050 年，潔淨氫能的供應潛力將遠超其需求。僅綠氫的競爭性供應潛力（如：不包括運輸成本，其平準化成本不到 1.5 美元 / 公斤）預計就將達到 24 億噸，約為預計需求的四倍。綠氫和藍氫的生產成本是區域性競爭的核心驅動因素，也是貿易開展的基礎。地緣政治問題、運輸方式和成本（見第 2.2 節）也影響著全球市場的發展。

## 潔淨氫能生產成本構成分析

潔淨氫能的生產成本由幾大重要部分構成（見圖6）：

圖 6：2050 年純潔淨氫能生產成本構成分析



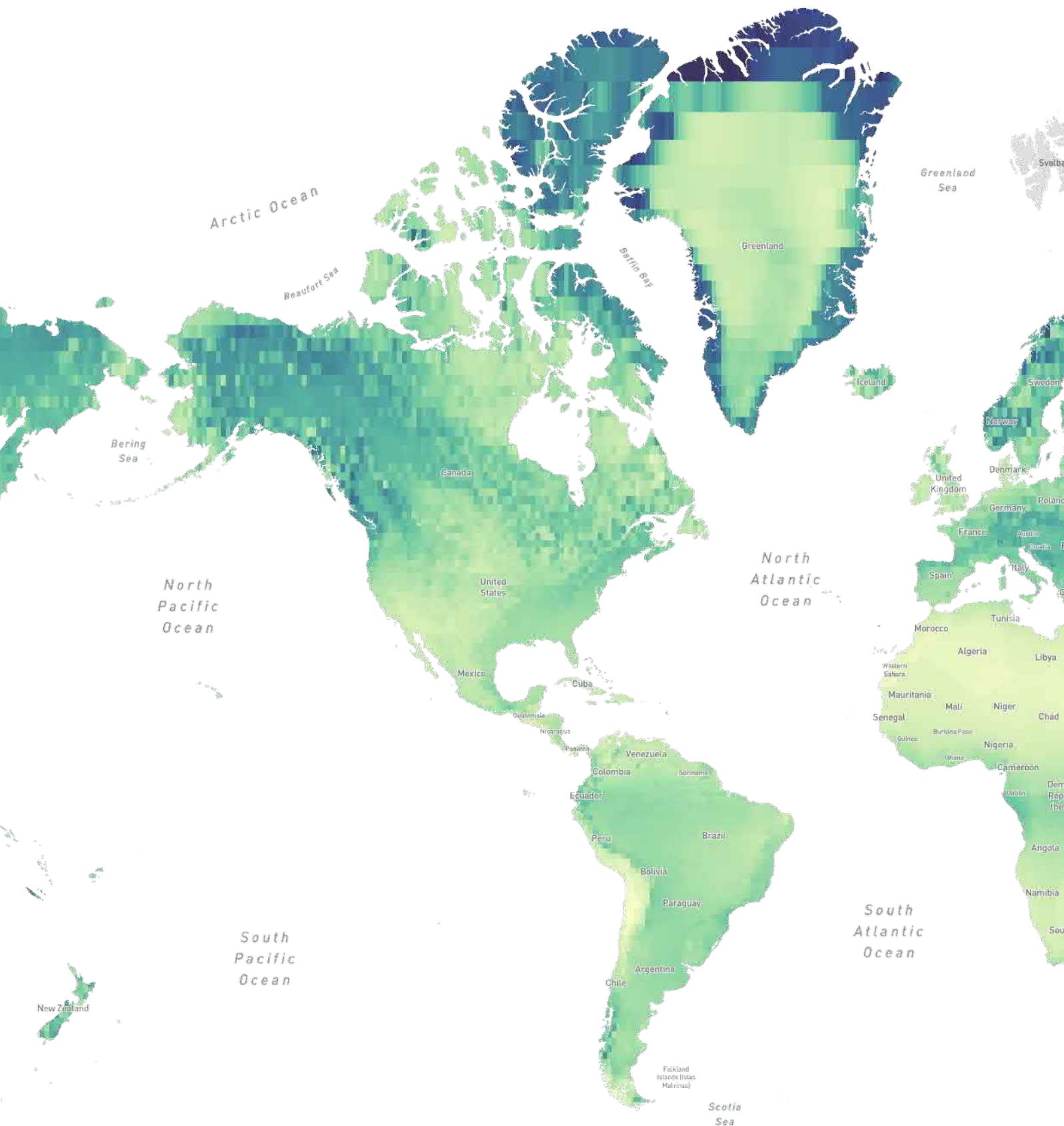
資料來源：Deloitte analysis. The levelized production cost represents the average cost of building, operating, and financing a hydrogen supply technology. "Investment" costs only cover the depreciation of assets, while "financing" costs include interests and dividends payments over the asset lifetime. For green hydrogen, this analysis assumes electrolyzers are powered solely by off-grid renewable capacities, hence a crucial impact of load factors. As wind technologies have higher load factors than photovoltaic cells (PV), they require less electrolyzer capacity to produce the same amount of hydrogen. However, the cost of wind turbines is higher than solar panels. Hence, investments in installed capacities of electrolyzers and renewables are optimized to take advantage of local wind and solar irradiation patterns.

- 綠氫製取屬於資本密集型產業。總體而言，資本支出通常占平準化生產成本的 45%-50%，其中 30%-40% 用於購買太陽能電池板或風力渦輪機發電<sup>11</sup>，10%-20% 用於電解槽。再生能源發電成本在平準化成本中所占的相對份額取決於每種發電技術的負荷率（風電高於太陽能光伏發電）、每種發電技術的具體成本（風電更高）和本地的再生能源稟賦（更好的風能或光照條件會提高既定裝機容量的發電量<sup>12</sup>）。電解裝機容量要求也隨之變化。最後，營運支出占到平準化成本的 20%-30%。
- 天然氣（原料）供應是藍氫成本的重要組成部分，通常佔平準化成本的 40%。天然氣供應商顯然在藍氫製取方面更具競爭優勢。天然氣價格包含了勘探、生產相關的資本成本。然而，為實現 2050 年淨零目標，已經沒有必要投資新的天然氣田（IEA, 2021a）。此外，從藍氫項目融資角度來看，天然氣供應是一項營運支出（應另加 40% 非相關營運成本），不需要前期融資，因此資本份額低於綠氫。
- 融資成本對專案項目的成本競爭力至關重要。高度資本密集型產業需要大量的資本投入，由此產生的融資成本對平準化製氫成本（藍氫和綠氫通常分別為 10%-30%）帶來上行壓力。

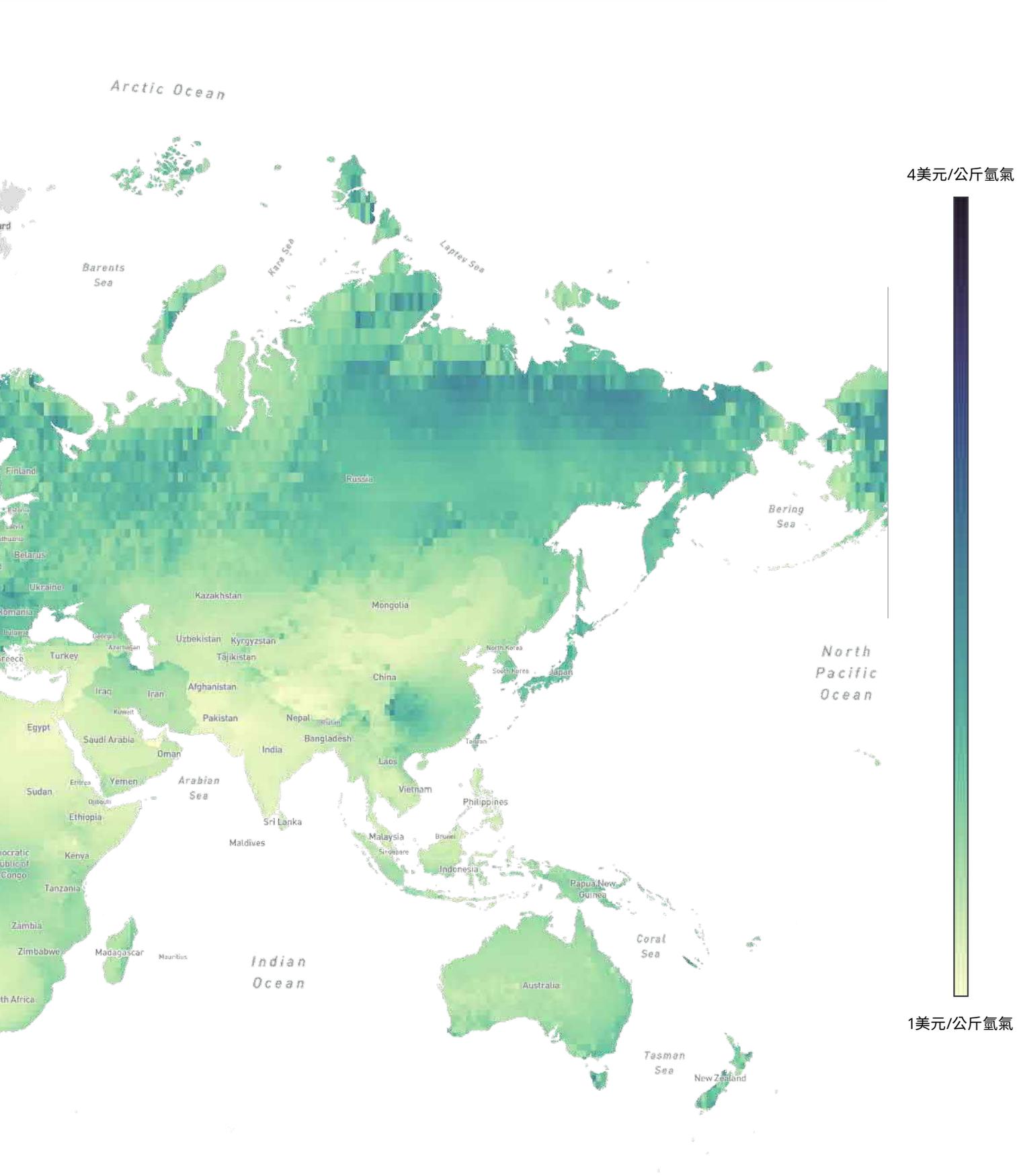
<sup>11</sup> 本項研究僅考慮離網電解製氫法，從長遠來看，離網電解是最具成本競爭力的清潔氫供應方案。事實上，只有使用可再生能源發電製氫，製得的氫能才能被認證為「綠氫」（額外性原則），因此離網裝機容量可以節省連接成本。

<sup>12</sup> 再生能源裝機容量的資本支出最終會影響電力成本（該成本在我們的離網電解製氫方案中並未明確體現）。

圖 7：2050 年各地區的綠氫生產平準化成本



資料來源：Deloitte analysis



未來幾十年綠氫製取設備成本將大幅下降，綠氫可望成為 2050 年最具競爭力的製氫技術。2020 年至 2050 年期間，電解槽（尤其是鹼性電解技術和 PEM 電解技術<sup>13</sup>）成本預計將下降 65% 以上 (Deloitte, 2022)。同期光電和陸上風電裝機成本也將分別下降 45% 和 18%。因此，到 2040 年綠氫或將超過灰氫和藍氫，成為最具成本競爭力的製氫技術。到 2050 年，智利的平準化製氫成本可能降至 1 美元 / 公斤以下，而北非和撒哈拉以南非洲、墨西哥、中國、澳洲以及印尼的平準化製氫成本則降至 1.1 美元 / 公斤以下。藍氫技術不會出現如此顯著的成本下降。透過拓展規模和提高 CCS 技術實現的成本節約，至少部分會被日趨收緊的環境法規所抵消（例如碳定價或採用最佳可行控制技術導致的未減排成本上升，見第 1.2 節）。總體而言，2030 年至 2050 年期間，天然氣製氫技術成本預計將基本保持不變，而得益於低成本的天然氣供應，北美洲將成為全球產氫成本最低的地區（2050 年產氫成本為 1.25 美元 / 公斤）。

### 金融形勢有利於特定技術及地區發展

環境問題以及認證程序缺乏公信力恐將阻礙藍氫技術發展。由於藍氫依靠天然氣製取，這也引發人們對永續發展問題的擔憂，還可能帶來技術封鎖風險，使氣候中和轉型進一步受挫。反之，藍氫供應商可能面臨轉型帶來的經濟或金融風險，尤其是當相關專案成為擱淺資產。ESG 投資規則和認證程序的潛在不足（如缺乏透明度、可追溯性或國別之間的可比性）會增加獲得融資的難度，至少在西方國家是如此。總體而言，發達國家的藍氫項目將可能因此面臨風險溢價 (Moody's, 2022)。而在大型國有石油天然氣公司占主導地位的國家，藍氫項目則更易獲得低成本的國家融資。

一些最適合綠氫專案建設的國家及地區可能存在較高的國別風險，事實上，私人投資者和貸款方希望以更高的回報率補償較大的政治風險。因此，獲得足夠的融資能幫助推動推綠氫專案建設，特別是那些有高政治風險的發展中國家，否則恐無法開發其巨大生產潛能（見圖 8）。國際融資（由出口信貸機構或開發性金融機構提供）和綠色融資可以有效降低綠氫項目的資本成本，縮減國別風險差異（尤其是發展中國家），並對於推動生產項目在公平競爭環境下參與市場以及確保公正的能源轉型亦不可或缺 (African Hydrogen Partnerships, 2019)。

<sup>13</sup> 鹼性電解水技術依賴於電極在電解液中運行，PEM（質子交換膜）電解水技術使用固體離子傳導。這是最具競爭力的兩項電解製氫技術，占裝機容量的 95%。過去幾年，兩項技術成本大幅下降，並預計將持續走低。其他技術亦在競相發展，如 SOEC（高溫固體氧化物電解水技術）和陰離子交換膜電解水技術。

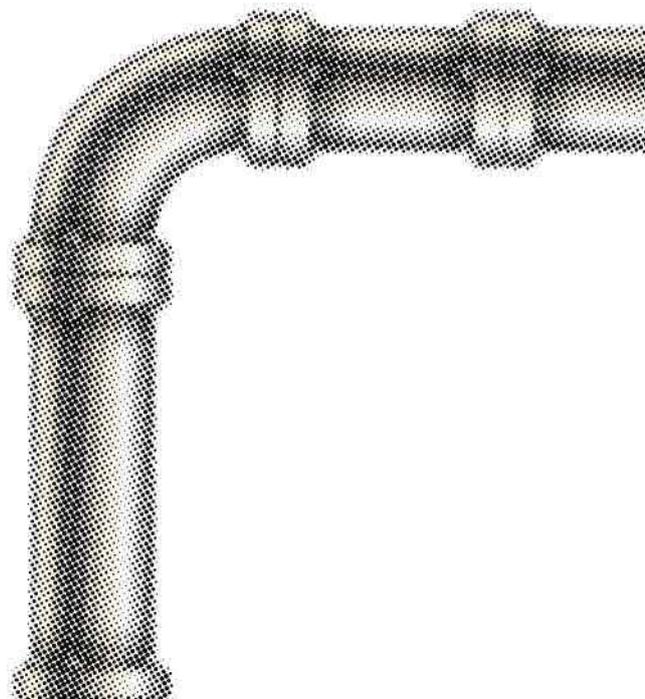
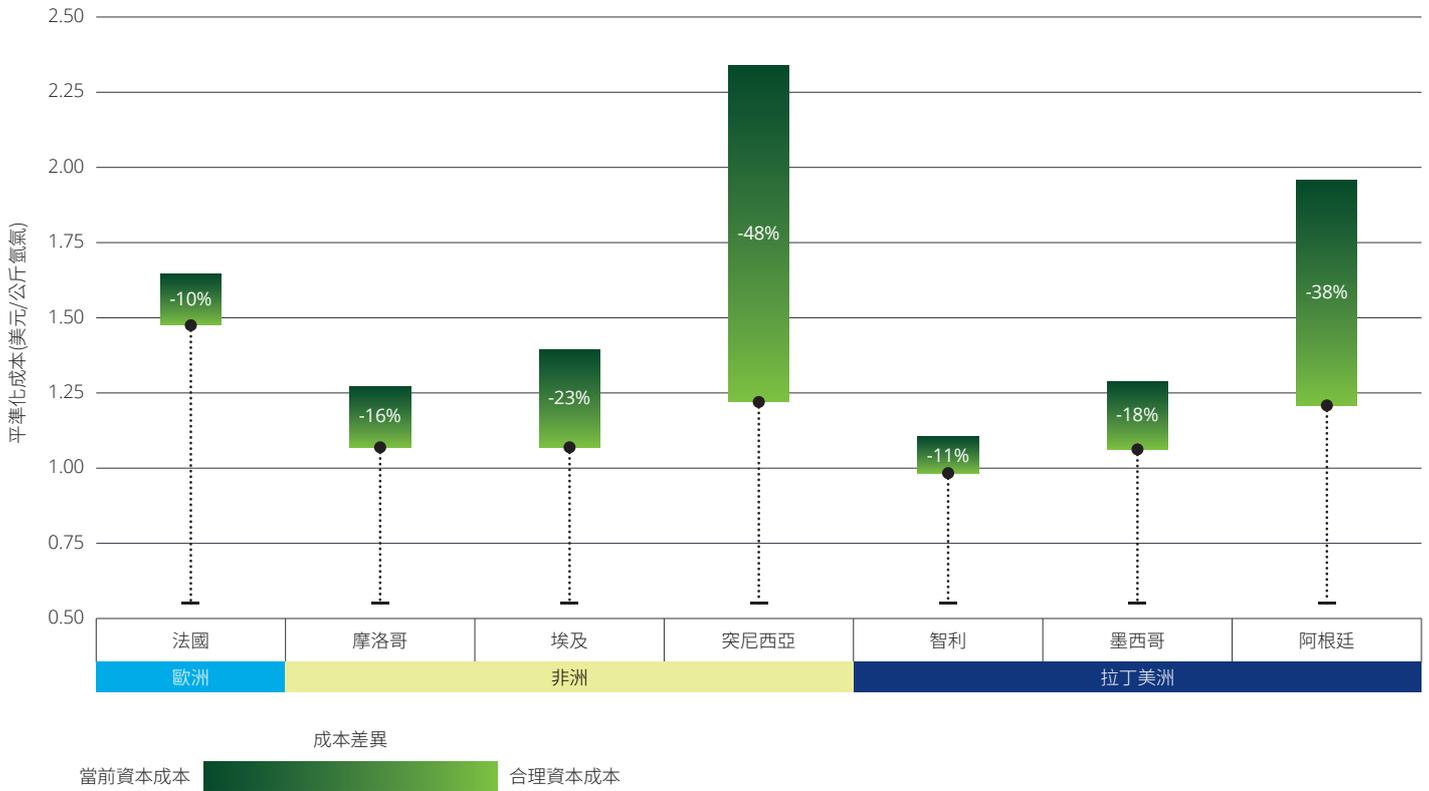
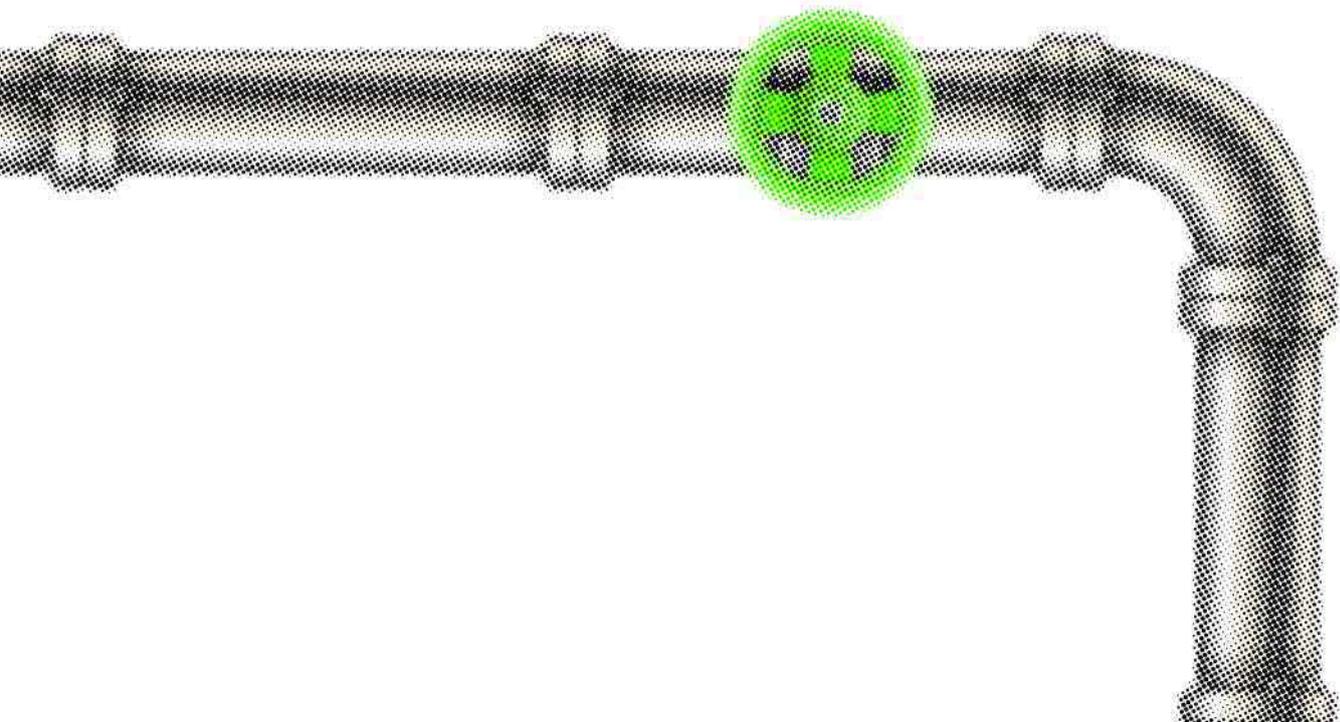


圖 8：2050 年綠氫平準化成本與融資成本的敏感性分析



資料來源：Deloitte analysis

註：(加權平均) 資本成本 (WACC) 指考慮了股權和債務定價的融資條件。「當前資本成本」(WACC在6%-12%之間變化) 基於市場前景分析計算得出(即考慮了國別風險差異)，而「低資本成本」(WACC在4%-6%之間變化) 則基於各國金融形勢在公共支持下實現趨同的這一假設得出。



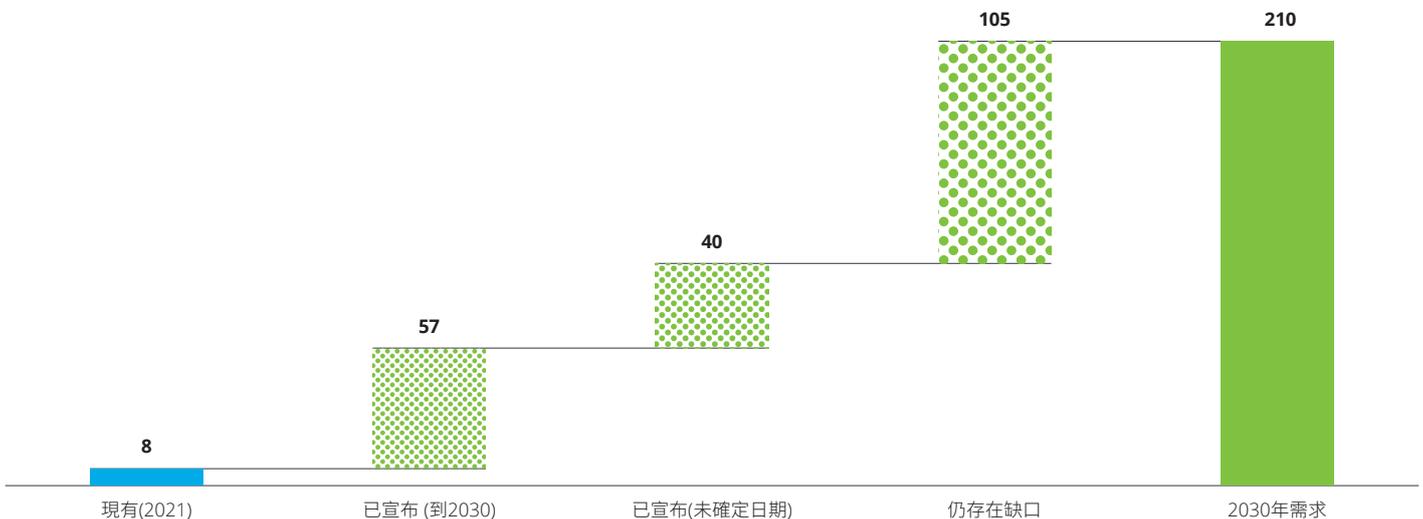
## 突破綠氫製取瓶頸

對於人口密集國家而言，規劃專案用地實屬不易。擴大綠氫產能規模需要大面積的土地來鋪設太陽能 and 風能裝置以實現利用再生能源發電。由於太陽能和風能單位面積的能量密度低，專案用地需求可能成為人口密集國家（如日本、韓國和歐洲部分地區）大規模部署綠氫專案的障礙。部分工業化發達國家無法實現氫能的自給自足。例如，日本和韓國都只有不到 10% 的土地可以用來鋪設再生能源發電裝置。<sup>14</sup> 相比之下，許多發展中國家則有大量的土地儲備（如阿爾及利亞、摩洛哥和南非 80% 以上的領土）可以利用。

務必簡化配置再生能源新資產所需的行政程序。在部分國家，審批程式冗長、複雜成為擴大綠氫產能規模的主要障礙。簡化程式才能實現綠氫產業的崛起。這一問題在歐洲和美國尤為嚴重 (Bledsoe and Sykes, 2022)，若無法妥善解決，長期而言，將可能在全球綠氫市場中佔據較低份額。

綠氫的崛起絕不能因電解槽、光伏板和風力渦輪機產能有限而受阻。2021 年全球電解槽產能約為 8 百萬瓦 (IEA, 2022b)，尚需將產能擴大 25 倍以上才能滿足淨零排放情景下的綠氫生產。據我們分析，到 2030 年全球電解槽年產能需超過 200 百萬瓦。此外，全球光伏發電量需從 2021 年的 250 百萬瓦增至 2030 年的 800 百萬瓦 (IEA, 2022e)。同期，風電裝機容量（以及潛在產能挑戰）也將翻倍。一些預見到電解市場增長的工業公司（如歐洲的 ITM Power、McPhy Energy、Nel、Siemens Energy 和 Thyssenkrupp）已經宣佈了若干專案，到 2030 年將實現總產能 65 百萬瓦 (IEA, 2022b)。中國和歐洲將領跑全球，二者在目前已宣佈專案中分別佔據 37% 和 31% 的份額。即使將已宣佈但未確定日期的新增專案產能 40 百萬瓦計算在內，仍有約 100 百萬瓦的產能缺口需要填補才能滿足 2030 年的預計需求（見圖 9）。因此，必須進一步提升工業發展水準，從而助推綠氫經濟崛起。

圖 9：到 2030 年全球電解槽產能需求 (百萬瓦 / 年)



資料來源：Deloitte analysis based on International Energy Agency; the 2030 requirement is a low estimate based on linear deployment in the coming decade.

<sup>14</sup> Deloitte 基於 Geofabrik 開源土地利用資料和蒙特卡羅 (Monte-Carlo) 演算法的分析結果。

加快採納新技術，核心原料供應鏈的壓力也相對增大。在綠氫製取過程中，透過再生能源發電和電解產氫這兩個階段均需用到核心原料。

- 太陽能光伏發電和風力發電是本世紀 20 年代核心原料需求增長的主要驅動因素 (Gielen, 2021)。根據國際能源署所發佈報告 (IEA, 2021c)，太陽能光伏發電主要用到銅 (需求量約 2,850 公斤 / 兆瓦，風力渦輪機發電則主要用到銅 (海上風電項目的銅需求量約為 8,000 公斤 / 兆瓦，陸上風電專案的銅需求量約為 2,900 公斤 / 兆瓦)、鋅 (約 5,500 公斤 / 兆瓦)、錳 (約 780 公斤 / 兆瓦)、鉻 (約 500 公斤 / 兆瓦)、稀土 (海上風電專案的稀土需求量約為 220 公斤 / 兆瓦，陸上風電專案的稀土需求量約為 40 公斤 / 兆瓦) 和鉬 (約 115 公斤 / 兆瓦)。
- 不同電解製氫技術的核心原料需求具有互補性 (見表 1)。該機制既是為防止某些核心原料出現斷供問題，也是為技術多元化賦予戰略價值。鹼性電解水製氫是目前應用最廣泛的技術，其主要原料為鎳，而鎳不會面臨儲量枯竭的重大風險 (Kiemel et al., 2021)。
- 過去十年，儘管需求不斷增長，經濟可採儲量亦在增長。然而，開採與加工成本、二氧化碳排放量和耗水量卻隨礦石品質 (IEA, 2021c) 下降而增長。已宣佈的開採能力擴張計畫不足以滿足到本世紀 20 年代的預期需求，這將減緩綠氫技術的部署。此外，供應鏈市場集中度問題的亦引發人們對其韌性的質疑。中國在稀土開採和清潔技術所需的核心原料 (銅、鋰、鎳、鈷、稀土) 加工方面佔據龍頭地位。

水資源供應並非綠氫發展阻礙。通過電解水製備綠氫，生產 1 公斤的氫氣需消耗 9 公斤至 11 公斤的水 (Ali Khan et al., 2021)。據我們分析，到 2050 年生產 5 億噸電解氫將消耗約 50 億至 56 億立方公尺的水；這還不到化石燃料產業年用水量的三分之一 (IEA, 2020a)。<sup>15</sup> 儘管綠氫製取可能加劇乾旱地區和內陸地區 (特別是中東和非洲部分地區) 的水資源短缺，進而引發衝突，但海水淡化技術可實現以超低成本淡化海水 (估計 1 公斤氫氣對應的淡化成本不到 0.1 美元) 並將其用於電解製氫 (Khan et al., 2021)。

表 1：主要電解製氫技術的核心原料需求量

技術	礦物質	需求量 (公斤/兆瓦)
鹼性電解	鎳	800-1,000
	鈷	100
PEM電解	鉑	0.3
	鈱	0.7
SOEC電解	鎳	150-200
	鈷	40
	鉬	20
	鈳	< 5

資料來源：International Energy Agency (2021). This table provides the raw material consumption to install 1 MW of electrolysis

## 貿易機會的由來

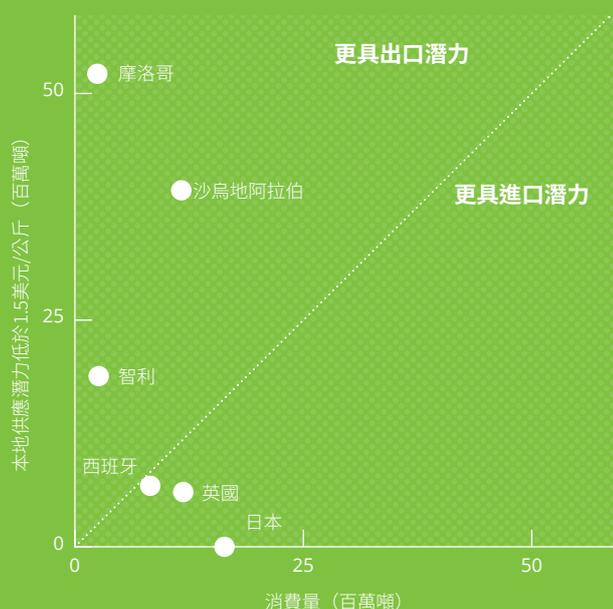
區際貿易可以緩解區域需求與低成本供應之間的不平衡 (見專欄 3)。一些高需求地區 (主要是歐洲國家、日本和韓國) 無法以低成本實現自給自足。相較之下，再生能源資源豐富、土地供應充足的地區 (如澳洲、非洲和拉丁美洲的部分地區) 能夠生產出大量極具成本競爭力的綠氫，其產量遠超其國內需求。這些差異自然會催生貿易機會並帶來成本節降，部分國家 (如澳洲、智利、德國、日本) 已在其氫能發展策略中將自身定位為未來的進口國或出口國。各國已就此達成多項合作關係或簽署合作備忘錄，以充分利用全球南方的再生能源潛力。<sup>16</sup> 因此，多樣化的運輸基礎設施對於利用成本差異帶來的全球貿易至關重要 (見第 3.3 節)。

<sup>15</sup> 淡水電解消耗量也可與目前全球農業用水量 (約 2.8 萬億立方公尺) 或工業用水量 (約 7,700 億立方公尺) 進行比較 (IRENA, 2022a)。

<sup>16</sup> 據國際再生能源署報告 (IRENA, 2022a)，2021 年底，日本、韓國和部分歐洲國家 (德國、比利時和荷蘭) 率先與多個發展中國家和新興市場 (如智利、摩洛哥、納米比亞、南非、突尼斯、烏拉圭) 建立了雙邊關係。這一趨勢仍在繼續，例如，歐盟與埃及於 2022 年 11 月達成夥伴關係。

### 專欄3：識別潛在的綠氫進口國和出口國

各國因再生能源條件和土地利用情況的不同，而在綠氫生產成本和產量方面存在顯著差異。一個國家的消費情況取決於人口規模、產業結構和經濟發展。因此，國際貿易受消費結構和生產潛力的差異影響。綠氫供應受限的國家需透過從國際市場採購全部或部分所需來降低採購成本。相反地，在低成本製氫方面具備潛力的國家則尋求出口來實現收入最大化。



資料來源：Deloitte分析

如上圖示，智利、摩洛哥、沙烏地阿拉伯、西班牙、英國和日本位於按進出口國範疇劃分的不同位置。

- 智利北部是全球太陽輻射強度最高的地區，因此具有很高的出口潛力。
- 摩洛哥太陽能 and 風能資源豐富，同時，憑藉毗鄰歐盟的優勢，摩洛哥擁有極具競爭力的大規模生產工業。

- 沙烏地阿拉伯太陽能和土地資源富足。預計到 2050 年沙烏地阿拉伯可生產 3,900 萬噸的低成本綠氫，而儘管受工業需求增長的推動，其目前是內需量也僅達約 1,000 萬噸。該國已簽署多項與綠氫出口相關的國際貿易協定，這個機會成為其擺脫對石油的依賴、實施經濟多元化戰略的重要基礎 (Ansari, 2022)。
- 西班牙憑藉天獨厚的光照條件成為歐洲最具潛力的綠氫生產國之一，預計西班牙將到 2050 年基本實現自給自足。儘管如此，由於西班牙地理位置特性，未來將可能大量進口氫能。作為需求集群（特別是德國）的門戶，以及與摩洛哥之間的管線連接和泛歐運輸基礎設施（包括於 2022 年 12 月宣佈並預計於 2030 年竣工的耗資約 20 億歐元的巴賽隆納 - 馬賽海底氫氣管線）能夠最大限度地降低運輸成本。
- 英國可依靠自身優越的風能資源，充分發揮競爭優勢。預計到 2050 年英國可生產 750 萬噸綠氫。然而，正如其 2022 年發佈的《國家氫能戰略》(National Hydrogen Strategy) (Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022) 所述，預計到本世紀 30 年代需求的強勁增長（預計到 2050 年將達 1,200 萬噸）將推動進口貿易增長。
- 日本受到再生能源有限和沿海地區人口密度高的限制，同時因經濟工業化程度高而對氫能有較大的需求。因此，我們預計日本是主要進口國之一。

值得一提的是，諸如美國或中國這樣的大國面臨更多限制因素。例如，一些適合綠氫生產的地區（如沙漠地區）距離消費或出口中心很遠，導致運輸成本高昂（以及長距離部署內部運輸基礎設施面臨技術挑戰），這實際上限制了其在供應方面的競爭潛力。

能源安全和經濟發展是構築韌性氫經濟的有機要素。為降低過度依賴風險，進口國應力促供應結構多樣化，例如發展雙邊關係、促進科學和工業合作以及合理投資生產和運輸資產 (Ariadne-Analysis, 2022)。全球南方國家對氫經濟的參與不僅為其提供了重要發展機會，更增強了各國的能源安全保障能力 (IRENA, 2022a)。此外，氣候變遷已成為全球性的迫切問題，決不能以犧牲多國努力為代價來實現某些國家的去碳。因此，為實現氣候中和目標，發展中國家和新興市場必須在全球價值鏈及相關的共同利益 (如就業、知識累積、穩定收入，見第 4.1 節) 中獲得公平的份額。

## 中等距離運輸的最佳方案是連接需求中心和附近生產基地、進口碼頭的專用管道。

## 運輸基礎設施的重要性

氫能運輸面臨技術挑戰，且對全球能源市場結構具有重要影響 (見圖 10)。常溫常壓下，氫氣是一種極易揮發且高度易燃氣體 (其與空氣接觸易引發爆炸，Patonia and Poudineh, 2022)。因此，與包括其衍生物在內的其他分子相比，純氫 (運輸後按原樣使用) 的工業運輸成本較高。若條件允許，氫能生產選址應盡可能靠近消費中心。除管線運輸外，目前存在兩種兼具安全性和經濟可行性的純氫運輸方案：在可控環境中壓縮和 / 或液化以增加體積密度，以及在長距離運輸時轉化成更易於儲運的能源載體，並在終端使用之前進行再轉化 (更多詳情見專欄 4)。

- 就中等距離 (即不超過 3,000 公里，IRENA, 2022c) 運輸而言，壓縮處理運輸和管線運輸比公路、鐵路或船舶運輸更具優勢。從短期來看，氫氣可摻入天然氣以利用現有天然氣管網運輸，而後與天然氣一起於末端使用 (由於氫氣單位體積能量密度較低，此舉帶來的環境效益有限) 或是在末端使用之前分離出來 (具有技術難度且成本高昂)。然而，中等距離運輸的最佳方案是連接需求中心和附近生產基地、進口碼頭的專用管線。這需要更大範圍的區域和國家規劃，因為管線是需要大量前期投資的長期資產 (見第 5.2 節)。對此，改造利用現有的天然氣管道具有重大價值：以現有基礎設施最長輸氫距離 (7,500 公里) 為例，相較於新建管線，此舉可使歐洲的輸氫成本減少 55%-68%<sup>18</sup>。對於短距離 (2,000 公里至 3,000 公里) 運輸而言，液化處理運輸或是一種利基解決方案 (IRENA, 2022c)。
- 對於長距離運輸，或在跨境管線運輸不可行的情況下，可將氫氣轉化為另一能源載體進行運輸。將氫轉化為氨 (已有專門的運輸基礎設施) 或以液態有機氫載體 (LOHC，尚在研發階段) 形式運輸是最先進的長距離輸氫方案，此外甲醇和金屬氫化物也是極具前景的潛在輸氫載體。此等方法均涉及成本高昂的轉化和再轉化過程，因此僅在沒有替代方案或進行長途貿易的情況下才會使用。雖然目前部分的氨運輸供應鏈可以重複使用，但加大港口基礎設施或油輪船隊相關投資亦必不可少。

<sup>18</sup> Deloitte 基於《歐洲氫能主幹管網》報告資料 (Guidehouse, 2021) 的分析結果

## 專欄4：長距離純氫運輸方式

常溫常壓下，氫氣是一種密度小、易揮發的可燃氣體。對於中短程氫能運輸，管道運輸是具有成本效益的運輸方式。然而，管道屬於高度資本密集型基礎設施，其易受地緣政治衝擊影響，並在建造過程中可能遇到地理障礙（如海溝），故管道運輸並不適用於長距離氫能運輸。因此，對於長距離運輸，必須將氫氣液化或轉化為更具穩定化學特性的能源載體，然後在末端使用前再轉化為純氫。據多項成本效益研究（Raab, Maier and Dietrich, 2021; IRENA, 2022b; Patonia and Poudineh, 2022）顯示，液氫、氨和液態有機氫載體是最具潛力的長距離輸氫方案。

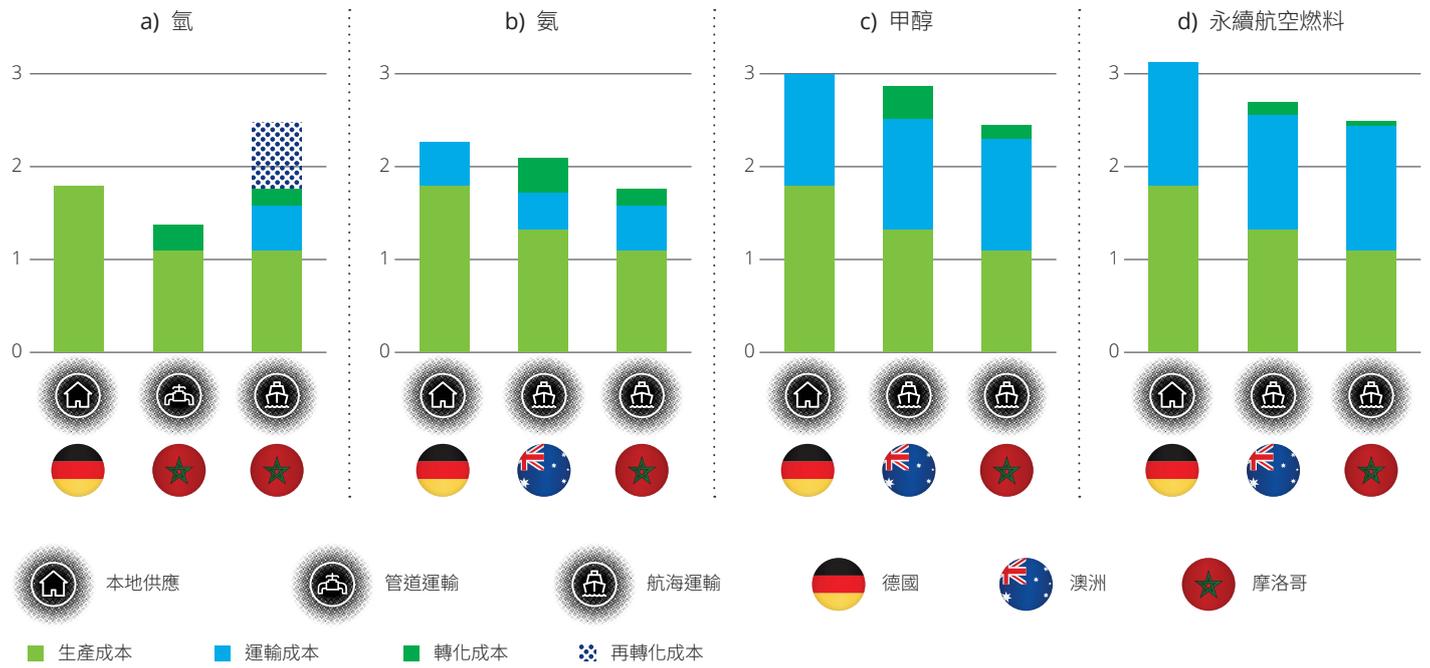
液氫的體積密度 ( $71.1 \text{ KgH}_2/\text{m}^3$ ) 比氣態氫的體積密度 ( $0.08375 \text{ KgH}_2/\text{m}^3$ ) 大得多，運輸同等重量氫能佔用空間更少。但氫氣液化需要極低溫條件 ( $-253^\circ \text{C}$ ，僅比絕對零度高  $20^\circ \text{C}$ )，這會產生巨大的能源消耗和經濟成本。而液氫汽化的成本並不高，亦無需進行任何淨化或化學反應。總體而言，液化過程會造成 30%-36% 的能量損失。較之於管道運輸和氨載體運輸，液氫運輸可能是一個利基市場。

氨 ( $\text{NH}_3$ ) 是廣泛應用於化肥、化工等領域的重要原料。清潔氣態氫可以與氣態氮結合生成氨 (Haber-Bosch 法)，這一化學反應過程會造成 12%-26% 的能量損失 (IRENA, 2022b Patonia and Poudineh, 2022)。所得氨為無碳載體，其單位體積的氫含量較高 ( $107.7 \text{ KgH}_2/\text{m}^3$ )。與氫氣相比，氨的液化可以在更高溫度 ( $-33^\circ \text{C}$ ) 下實現，這大大提升了儲存便利性並降低運輸損失。氨經裂解可以重新轉化為純氫，這一過程會損失 13%-34% 的能量，之後可能還需要對氣體進行淨化處理。以氨作為載體，是目前最成熟、成本最低的長距離氫能貿易運輸方案：每年已有 2,000 萬噸氨（相當於 400 萬噸氫氣）透過 120 個專用碼頭進行國際交易。現有的全球市場、相關技術、監管規則、運輸基礎設施均可用於建立潔淨氫能 / 氨市場，但擴大對整個價值鏈的投資以應對需求增長仍至關重要。此外，若沒有妥善處理氨將會對人體健康和環境造成危害，因此解決安全問題亦為促進未來發展不可或缺的因素。

液態有機氫載體 (LOHC) 是基於化石燃料（即二苳基甲苯）的有機化合物，可以透過化學反應吸收和釋放氫氣。然而，LOHC 加氫反應所需的高溫 ( $150^\circ \text{C}$ - $200^\circ \text{C}$ ) 和高壓 (30 巴-50 巴) 條件可能是一項技術挑戰，並且該過程還需使用昂貴的催化劑。LOHC 加氫可以實現常溫常壓下的氫能儲運，並能利用現有石油基礎設施，因而極具優勢。LOHC 脫氫可重新釋放出氫氣，這一過程會導致大部分能量損失 (25%-35%)，所得氫氣也需進一步淨化處理。LOHC 可以循環利用。此外，LOHC 也存在運輸安全問題 (LOHC 具有毒性、腐蝕性且高度易燃，處理不當會產生危害)。總體而言，LOHC 運輸屬於中度資本密集型運輸方案，但由於能源消耗需要大量的營運成本，這可能會削弱其競爭力。最後，這項技術仍處於試驗階段，尚未進行大規模應用。

氫衍生物更易於儲存和運輸。氫衍生物（氨、甲醇或 SAF）無需轉化為另一種載體進行儲運，因此即使從很遠的地方進口，也可能比國內供應（來自本地或進口純氫）更具競爭力。因此，全球氫能貿易將主要圍繞氫衍生物展開。不同商品的運輸成本不同，具體取決於技術要求（比如氨應使用冷藏罐車運輸）、品質、體積密度和運輸距離。對於同一距離，運輸成本最低的商品是 SAF，其次是甲醇和氨。運輸成本越低，生產商就越能以成本優勢佔據更高市場份額。因此，SAF 和甲醇的市場集中度可能高於氨和純氫。

圖 10：2050 年德國氫能採購方式對比



資料來源：Deloitte analysis

註：在德國，儘管不同商品有不同進口路徑，但競爭十分激烈。就純氫而言，透過管線進口往往比國內供應更具競爭力。對於氨，距離是重大影響因素，這也解釋了為何從澳洲海運進口的運輸成本遠高於國內供應，而從摩洛哥海運進口則相對便宜。對於甲醇和永續航空燃料 (SAF)，由於不考慮距離限制，透過海運進口是更有競爭力的方式。

# 第三章 全球潔淨氫能 市場的興起



本報告運用 Deloitte 最先進的 HyPE 模型開展全球潔淨氫能貿易分析（見專欄 5）。該模型基於對生產地點（逾 38,000 個）、生產技術、運輸方式以及相關成本的綜合考量，提供最具經濟效益的氫能供應路徑。為對標國際能源署的淨零排放路徑（IEA, 2021a），HyPE 模型主要圍繞純氫及其主要衍生物（氨、甲醇和 SAF）展開分析。得到的量化結果結合重要經濟指標（如供應集群的收入、融資需求），將為構建全球潔淨氫能市場（見後文）提供資料驅動的細緻洞察。

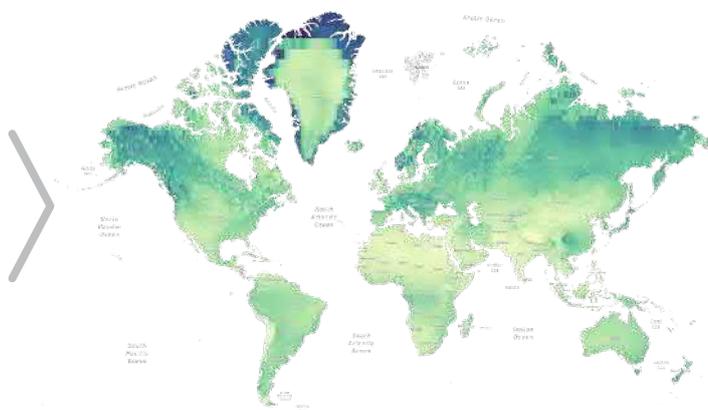
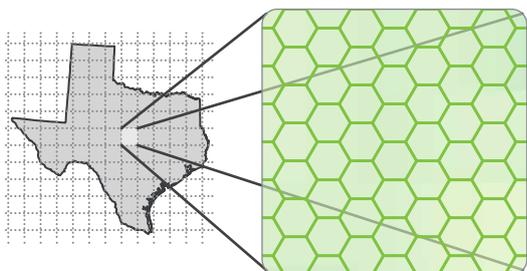
## 專欄5：HyPE模型

HyPE 是一款基於電腦的精細模型，可用以最大限度地降低氫能源系統（從生產、運輸到消費）的總成本，從而滿足全球到 2050 年的潔淨氫能需求。該模型主要從區域層面反映需求情況，並依託廣泛的生產地點、生產技術、運輸路線等資訊以及技術與經濟資料反映供應情況（詳見附錄：氫能發展路徑探索（HyPE）模型）。

- 在生產方面，HyPE 包含 38,000 多個生產地點的在地再生能源（包括太陽能和風能）發電能力的詳盡資料。基於高精細程度資料計算得出綠氫產能，並發現其與藍氫潛在產能（基於 30 個生產國的天然氣供應資料計算得出）存在競爭關係。

- 鑒於現有的 15 條國際管線、95 個港口碼頭和 1,500 多條海上運輸路線，最佳化國際貿易路線是重中之重。針對特定區域的每種商品（純氫、氨、甲醇和 SAF），HyPE 模型可將國內生產與國外進口兩種方案（包括運輸成本、轉化成本、或有再轉化成本）進行對比分析，提供最具競爭力的供應解決方案。

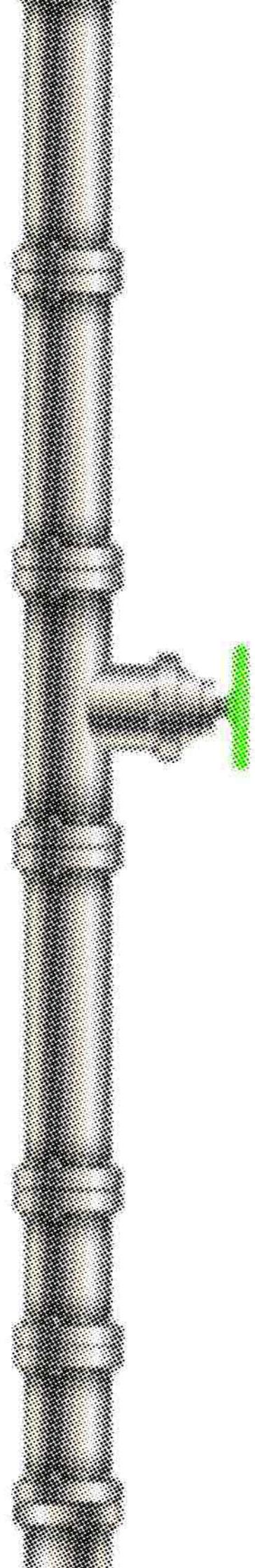
HyPE 提供多種具有成本效益的潔淨氫能供應路徑選擇，以及相關市場動態和商業挑戰的深刻洞察（例如氫能生產和運輸的最佳基礎設施規模、投資需求、平準化製氫成本、進出口情況以及技術選擇）。



## 市場迎來快速增長

為了達到本世紀中葉實現全球氣候中和，潔淨氫能市場在未來幾十年將分幾個階段增長：

- 2030 年之前，以潔淨氫能取代目前的灰氫（百萬噸級的氫氣供應）將是市場增長的基礎。早期綠氫項目依靠公共支持實現收支平衡，如美國《通膨削減法案》(IRA)和《基礎設施投資和就業法案》(IIJA)、澳大利亞清潔能源金融公司 (CEFC) 計畫和區域戰略、歐盟「綠色減排一攬子計畫 (Fit-for-55)」提案和 IPCEI 資助計畫、日本需求面研發支持計畫等等。我們認為，國際貿易已然發揮了重要作用，到 2030 年國際貿易將滿足總需求（約 3,000 萬噸氫氣當量）的近五分之一。區域產業集群內部以及鄰近的供應和需求中心之間主要利用氫作為儲運載體，建立起貿易往來。長期合約對於降低數量風險和保持價格穩定至關重要。
- 本世紀 30 年代，隨著氫能最終用途的廣泛新增推動需求增長，市場規模將擴大。專用管線、港口碼頭和儲存設施等新型運輸基礎設施的建設將充分開展長途貿易的潛力（到 2040 年運輸量約達 7,500 萬噸氫氣當量）。綠氫技術對於市場增長加速愈發重要，發展規模經濟可有效降低製氫成本。從更廣泛的意義來說，潔淨氫能項目對公共支持的依賴性將有所降低。市場規模擴大也將使流通性提升，長期合約將逐漸替換為現貨市場 (Spot Market)。然而，隨著石油和天然氣市場的逐漸衰退，長期合約在確保戰略供應量方面仍發揮著至關重要的作用。
- 到 2050 年，全球氫能市場趨於成熟。隨著成本的持續下降，2040 年至 2050 年期間，綠氫的供應能力將大幅提升以跟上需求增長。隨著運輸路線擴展，主要貿易中心之間的聯繫日益緊密，到 2050 年貿易規模將達約 1.1 億噸氫氣當量。貿易量最大的商品是透過海運運輸的氫，其中一半以上被用作純氫供應的臨時載體。儘管地區之間存在差異，但相對而言，90% 的純氫仍由國內生產。SAF 和甲醇貿易的全球化水準最高，到 2050 年，二者貿易量分別覆蓋需求的 44% 和 30%。最終用途的廣泛新增以及市場規模的顯著增長，將促使流通性大幅提升並使現貨市場能夠主導定價。



## 綠氫自始佔據主導地位

綠氫自始便在供應結構中佔據主導地位，力促全球在本世紀中葉實現氣候中和。預計全球綠氫產量將從 2030 年的 1.15 億噸氫氣當量增至 2050 年的 5.06 億噸氫氣當量，複合年均增長率 (CAGR) 達 7.7%。隨著太陽能電池板成本的持續降低，太陽能發電製氫將更具競爭力，到 2050 年成為最大的潔淨氫能來源，在潔淨氫能總產量中的占比從 2030 年的 40% 左右增至 2050 年的 60% 以上，而風電製氫到 2030 年和 2050 年的這一占比分別為 25% 和 22%。

### 擴大潔淨氫能產能是一項重大工業挑戰

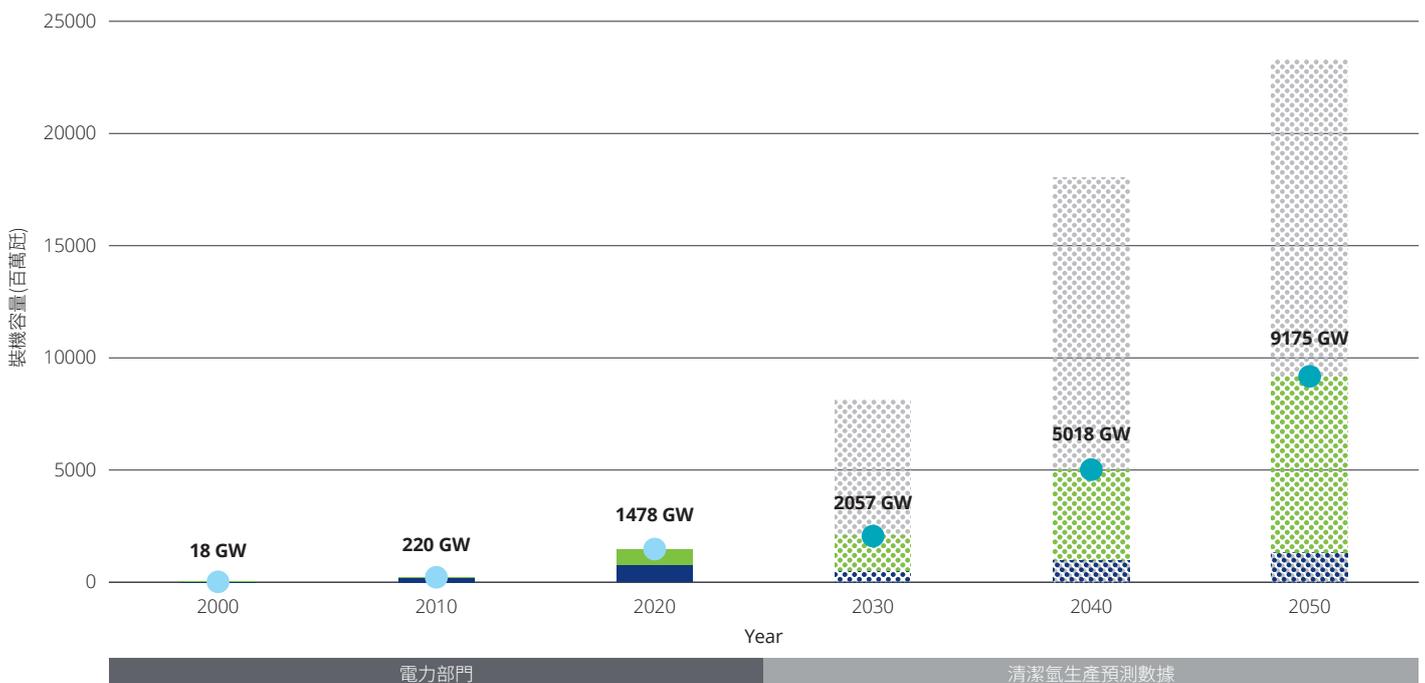
- 專用於潔淨氫能生產的再生能源裝機容量需到 2030 年達 2,050 百萬瓩，2050 年達 9,200 百萬瓩。太陽能光伏裝機將在中國、北美洲、中東、澳洲和北非（見第 3.3 節）佔主導地位，到 2030 年和 2050 年分別達 1,600 百萬瓩和 7,900 百萬瓩。風能裝機將在北美洲、歐洲和歐亞大陸佔主導地位，到 2030 年和 2050 年分別達 450 百萬瓩和 1,300 百萬瓩。2000 年至 2020 年，全球再生能源裝機容量從不到 20 百萬瓩增至 1,480 百萬瓩（見圖 12），這一艱難事實也預示著未來的淨零之路亦將挑戰重重。實現氣候中和還需在氫能價值鏈之外大規模開發再生能源，據我們分析，到 2050 年，專用於潔淨氫能生產的實際裝機容量僅佔國際能源署淨零排放路徑 (IEA, 2022e) 中電力需求的 40% 左右。

圖 11：2030 年至 2050 年按技術劃分的潔淨氫能供應情況



資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.

圖 12：全球再生能源裝機容量 (2000 年至 2020 年為電力部門歷史資料，2030 年至 2050 年為潔淨氫能生產預測資料)



■ 風能裝機 ■ 太陽能光伏裝機 ● 裝機總量 ■ 風能裝機 ■ 太陽能光伏裝機 ● 裝機總量 ■ 國際能源署淨零排放情景下的風能和太陽能光伏裝機總量

資料來源：Deloitte analysis and net-zero emissions scenario from the International Energy Agency's 2022 World Energy Outlook report.

- 現有資產將為全球到 2030 年和 2050 年分別提供 1,700 百萬瓩和 7,500 百萬瓩的電解裝機容量。考慮到 2022 年 1.4 百萬瓩的裝機容量 (IEA, 2022b) 和 2021 年 8 百萬瓩的年產能 (目前, 電解槽主要用於氯鹼行業), 這也是一個巨大挑戰, 迫切需要投資於超級工廠以保障綠氫產業的快速增長 (見第 2.1.2 節)。
- 綠氫也與全球能源結構的去碳產生協同效應, 利用綠氫儲能和發電技術 (包括燃料電池和氫能燃氣輪機) 可以提升電力系統靈活性並緩解電網擁堵, 大大促進再生能源與電力系統的整合 (Hydrogen4EU, 2021)。<sup>19</sup> 此外, 簡化審批流程以及降低光伏板和風力渦輪機的製造成本也有助於聯合部署再生能源, 加速實現電動化。
- 天然氣製氫 (藍氫) 是一項有用的過渡技術, 可以在氫經濟增長階段建立需求。對於擁有天然氣儲備的地區, 如中東、北非、北美洲和澳洲, 情況更是如此。藍氫在氫經濟增長中的作用大小取決於天然氣供應情況和行業是否符合最嚴格的環境標準 (透過較高碳捕捉率和大規模甲烷減排達到, 見第 14 條)。藍氫產量將在 2040 年達到峰值, 約為 1.25 億噸氫氣當量 (占全球氫產量的 30%)。隨著本世紀 40 年代新一輪投資週期的開始, 藍氫相關商業案例將隨綠氫成本下降而減少。與此同時, (與未做碳減排和上游甲烷洩漏相關的) 環境標準收緊也導致藍氫的環境案例減少。到 2050 年, 藍氫的市場份額將逐漸回落至 15%, 產量略超過 9,000 萬噸氫氣當量。為避免被擱淺, 藍氫投資項目必須考慮整體轉型動態, 包括設備的使用壽命、環境標準以及綠氫廣泛的未來應用場景。

## 全球氫能貿易一體化

### 氫衍生物是主要貿易商品

據預計, 到 2050 年主要地區之間的全球氫能貿易將達約 1.1 億噸氫氣當量, 約占潔淨氫能市場的五分之一, 這與目前的天然氣市場規模相當, 2010 年至 2020 年期間, 區際天然氣出口量不到全球消費總量的四分之一 (BP, 2022)。全球貿易將主要圍繞便於長距離運輸的氫衍生物展開。(見圖 13 和第 2.2 節)。

全球貿易以氫為主。現有用於減碳的氫支撐了貿易的形成, 我們預計 2030 年區際氫貿易量將達 1.24 億噸, 占貿易量 (以氫氣當量計算) 的 70%。隨著純氫需求的增長, 氫也成為一種更普遍的長距離運輸方案。到 2050 年, 氫貿易量將達約 3.2 億噸, 占全球貿易 (以氫氣當量計算) 的一半以上。目前, 氫的出口主要由北非和中東主導, 產量分別為 1.68 億噸和 9,600 萬噸, 占全球氫供應總量的三分之一以上。

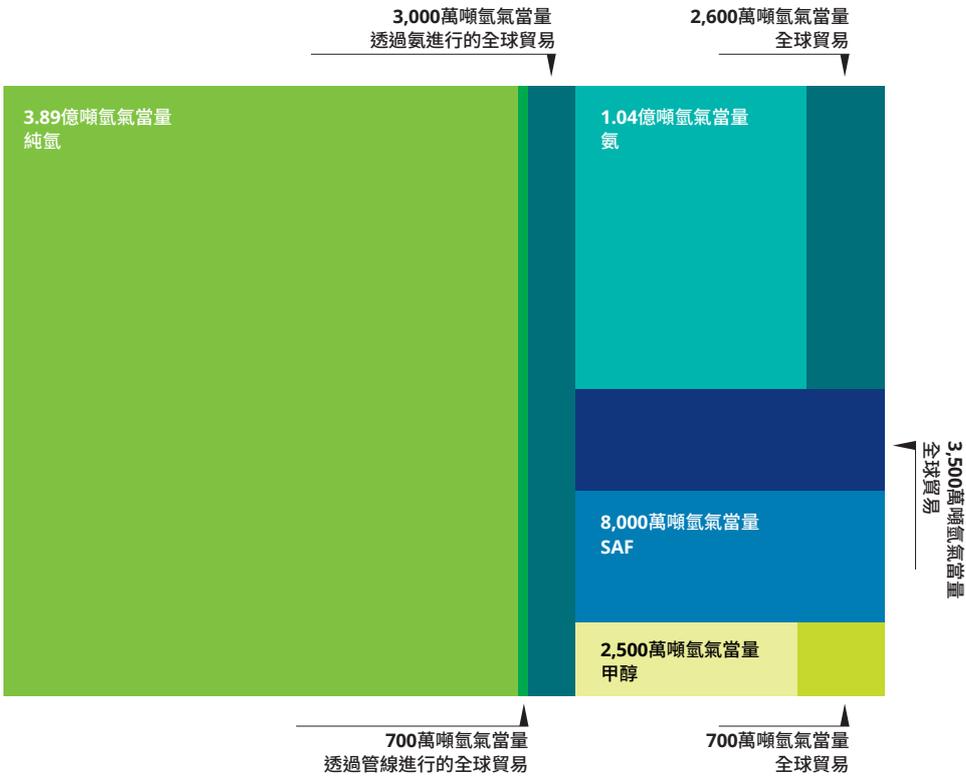
甲醇和 SAF 順利進入全球貿易市場。2030 年至 2050 年期間, 約有三分之一的甲醇和近一半的 SAF 在主要地區之間進行貿易。2050 年, 甲醇和 SAF 的貿易量將分別達到 3,800 萬噸和近 6,000 萬噸。與氫一樣, 甲醇和 SAF 不需要再轉化, 並且可以利用大規模的國際貿易基礎設施, 比純氫更易於長距離運輸。

條件允許情況下, 純氫將來自在地生產 (到 2050 年占全球消費總量的 90% 以上) 或透過管線從鄰近地區進口 (由於產能有限, 最高可達 2%)。儘管如此, 以轉化為氫的方式從更具競爭力的地區以海運進行的貿易量仍然很大, 預計將從 2030 年的近 550 萬噸氫氣當量 (占供應量的 6%) 增至 2050 年的 3,100 萬噸氫氣當量 (占供應量的 8%)。這使得氫在目前全球貿易中佔有舉足輕重的地位 (2050 年占全球貿易的 54%), 轉化為氫後透過海運運輸是最方便、最成熟和最具競爭力的運輸方案。

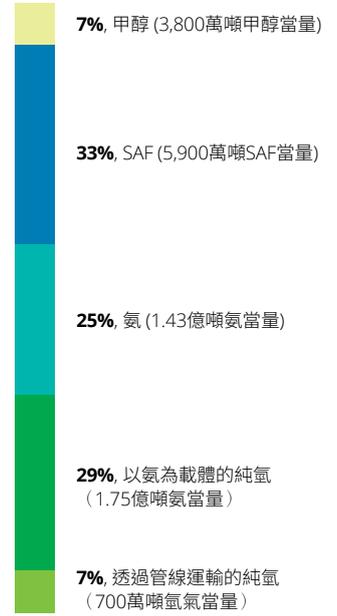
<sup>19</sup> 在一些可再生能源占比較高的綜合能源市場, 綠氫還可以幫助解決歐洲和非洲的負電價問題 (Piebalgs and Kneebone, 2022)。

圖 13：2050 年按商品劃分的潔淨氫能市場細分情況

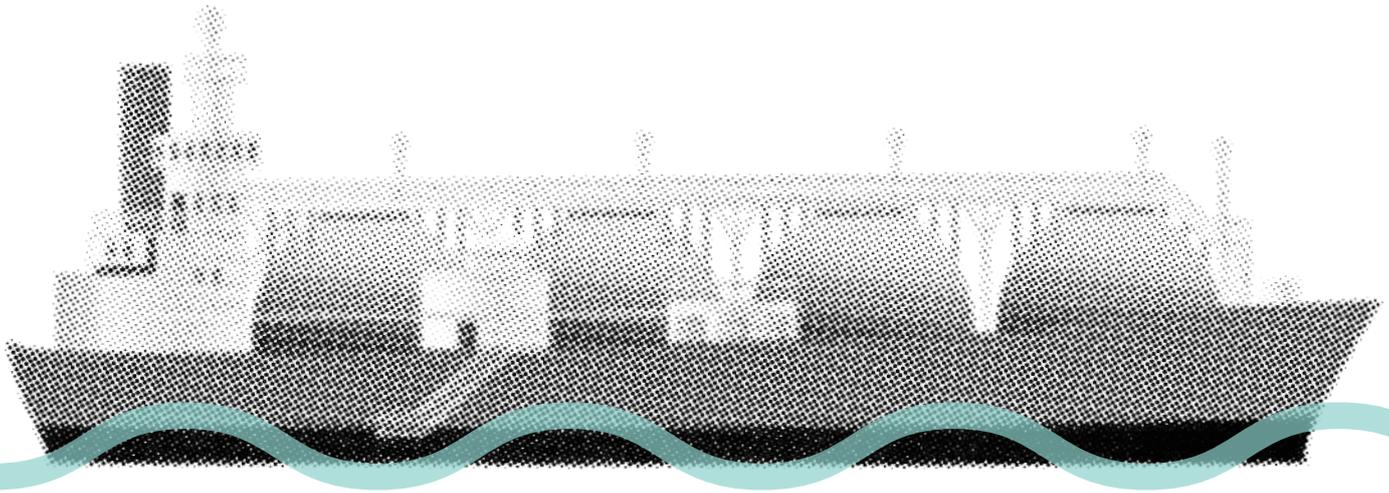
a) 生產和貿易總量



b) 全球貿易構成



資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.



## 國際貿易連結各主要進出口 樞紐

氫及其衍生物交易在相互連通的貿易中心之間進行。總體而言，進口地區更傾向於選擇距離最近的實力供應商，進而最大限度地降低成本，同時利用改造和新建的輸氣管道（純氫），輔以利用沿海碼頭通過海運方式運輸氨、甲醇和 SAF，力求實現其供應結構多樣化並提升能源安全。需求增長、供應增加以及改造和新建運輸基礎設施等動態變化，將推動這些貿易中心相繼發展並實現互聯互通。

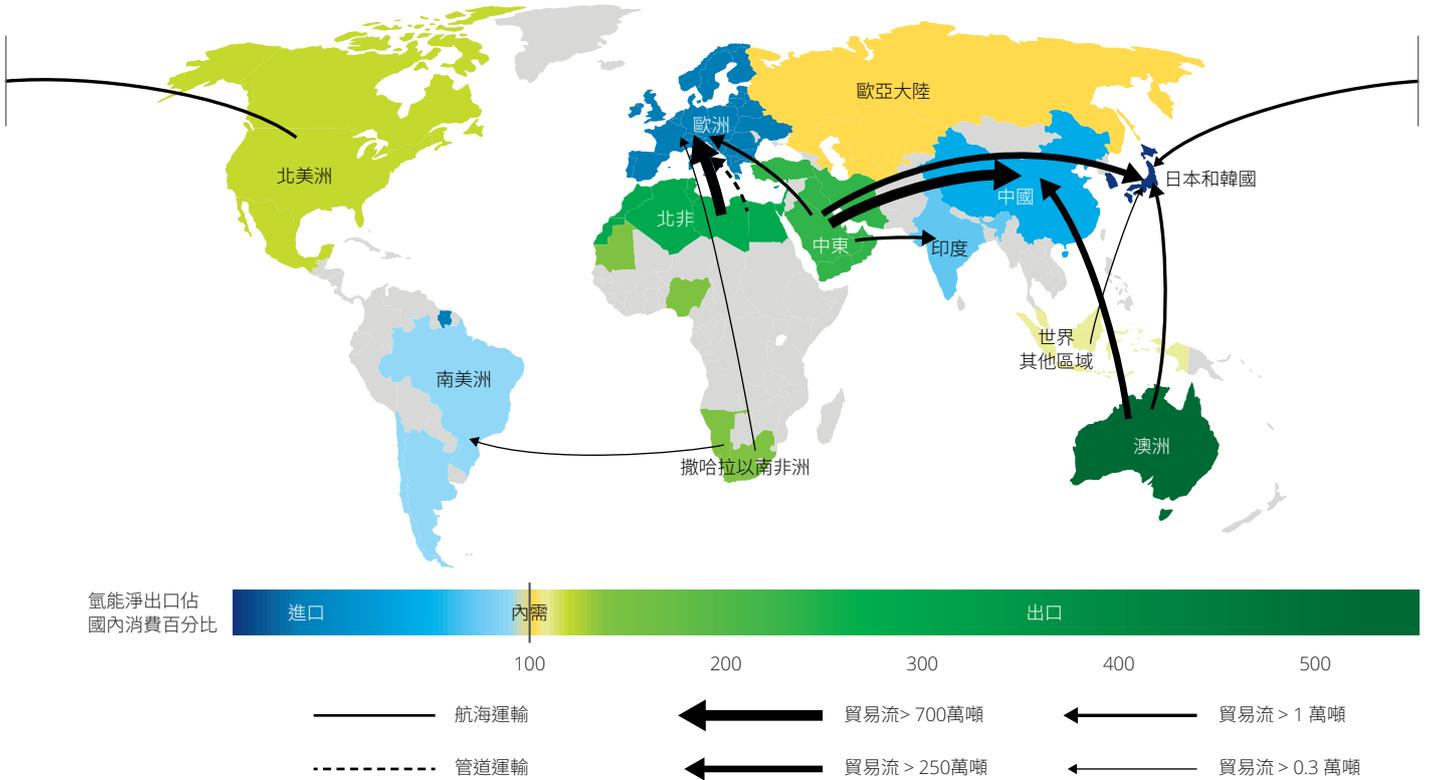
國際貿易自始便是全球潔淨氫能市場的關鍵組成部分（見圖 14）：到 2030 年，主要地區之間的貿易量將超過 3,000 萬噸氫氣當量（占全球消費總量的 19%），這主要受現有氫需求的去碳所驅動。鑒於初始運輸基礎設施能力有限，為保證如期交貨，早期貿易大多在鄰近地區之間進行。

- 據推估，中東、北非和澳洲將迅速利用其過剩的低成本供應，成為全球氫市場的主要參與者。中東是全球最大的石油出口地區和第二大的天然氣出口地區，也是早期全球貿易的領軍者，到 2030 年氫能出口將超過 1,300 萬噸氫氣當量（占其國內產量的一半）。其次是北非和澳洲（均出口 750 萬噸氫氣當量），它們是極具成本競爭力的潛在綠氫供應商。到 2030 年，這三大出口地區共占全球氫能貿易的 90% 左右。除蘊藏巨大的潔淨氫能供應潛力外，這些地區還擁有得天獨厚的地理優勢，可以滿足主要的鄰近需求中心（中國、歐洲、日本和韓國）不斷增長的需求。北非坐擁絕佳地理條件，可利用現有的雙邊能源關係、特殊的太陽輻照條件、現有的出口基礎設施（包括港口碼頭）以及本世紀 30 年代啟動的管道連接新項目（自 2035 年起提供 1,200 萬噸氫氣當量的管道輸氫量）滿足歐洲日益增長的氫能需求。北美洲等地區將首先滿足內需，而後廣泛轉向出口。
- 中國、歐洲、日本和韓國是市場增長階段最大的進口地區。雖然中國沒有面臨與日本、韓國甚至歐洲同樣的土地供應限制（見第 2.1.2 節），但到 2030 年，由於內部供應跟不上需求激增，中國預計將成為全球最大的潔淨氫能進口國（進口量達 1,300 萬噸氫氣當量）。歐洲的進口量將達約 1,000 萬噸氫氣當量（占內需的 37%），且主要以氨的形式從北非進口（占歐洲總進口的 70% 以上）。由於土地供應嚴重短缺，日本和韓國的進口依存度最高，達 90%（逾 700 萬噸氫氣當量）。這種結構性限制意味著，日韓兩國將始終高度依賴全球貿易。這四個地區的潔淨氫能（包括氫衍生物）總進口量將達近 3,000 萬噸氫氣當量，約占全球進口總量的 95%。印度由於需求增長較慢，未來十年其進口量仍將有限。

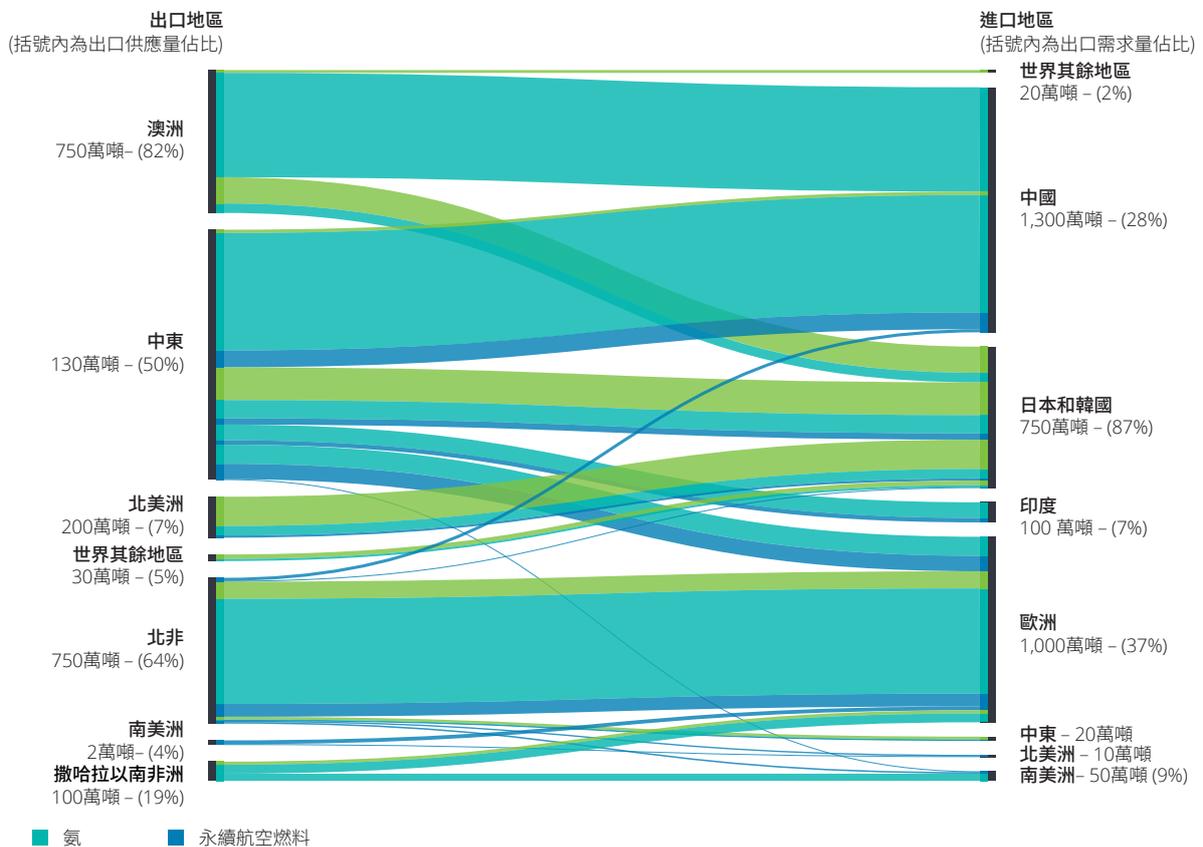
據推估，中東、北非和澳洲將迅速利用其過剩的低成本供應，成為全球氫市場的主要參與者。

圖 14：2030 年主要地區之間的全球氫能貿易

a) 全球貿易地圖



b) 按商品劃分



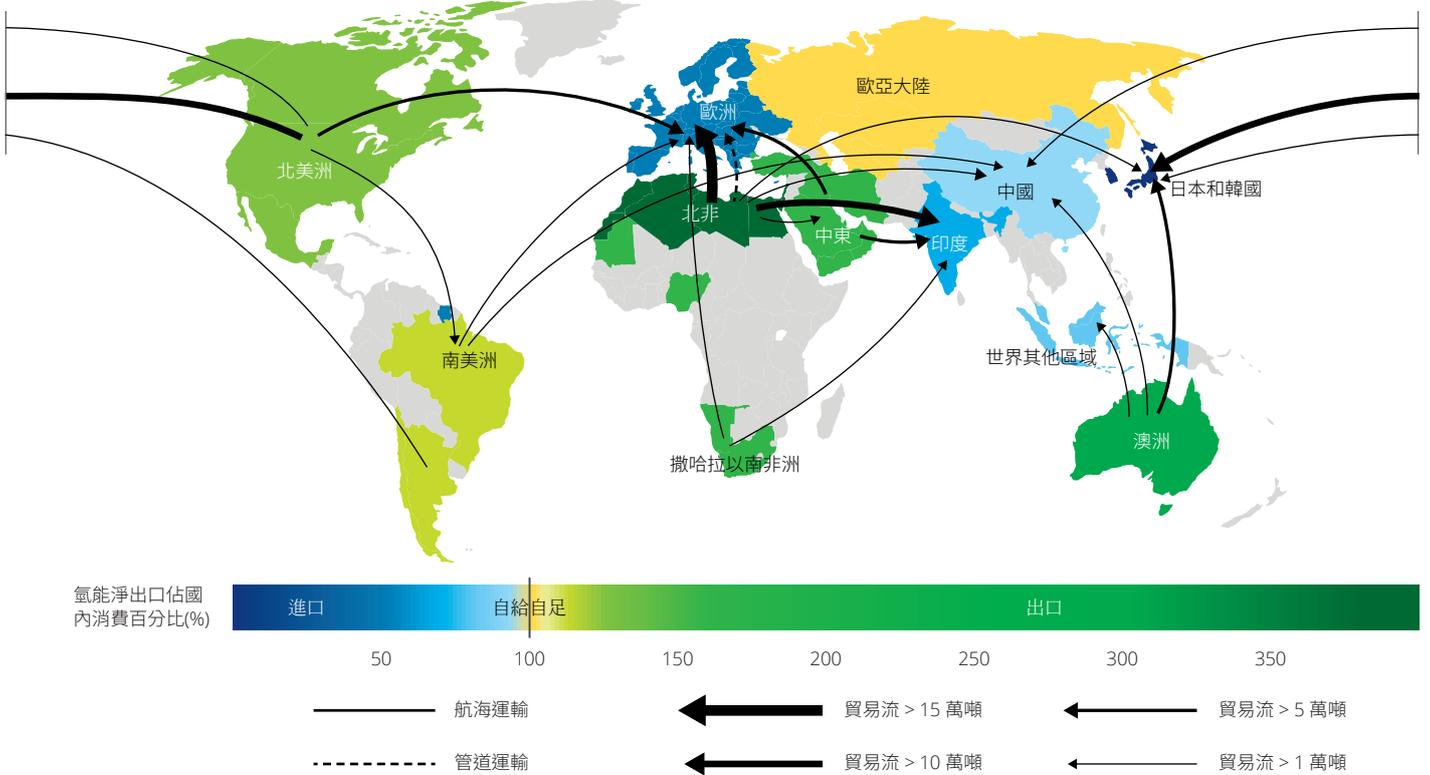
資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.

到 2050 年，主要地區之間的貿易量將增加三倍以上，達到 1.1 億噸氫氣當量。地區中心之間的關係將日益緊密，並推動形成真正的全球市場（見圖 15）。運輸和轉化基礎設施的全面構建，可以充分釋放主要出口中心的供應潛力。氫貿易也將更加多元化，不僅包括透過氫進行的管道運輸貿易和航海運輸貿易，還包括甲醇和 SAF 貿易。

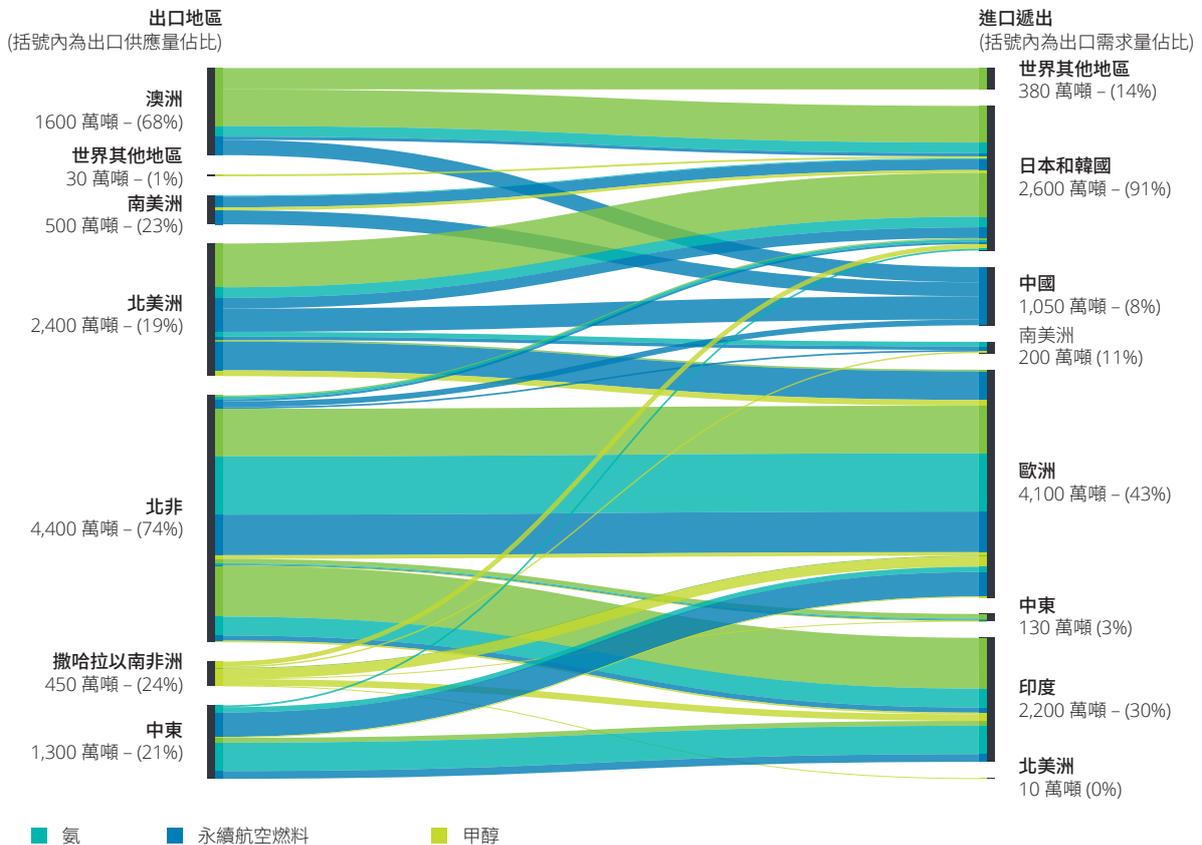
- 在展望期後半段，較內需而言，北非和澳洲的出口潛力最高，出口量約占其國內產量的 70%（分別達 4,400 萬噸和 1,600 萬噸氫氣當量）。儘管北美洲和中東的內需占比較高（約占其產量的 80%），但也是主要的出口地區（分別出口 2,400 萬噸和 1,300 萬噸氫氣當量）。值得注意的是，得益於巨大的再生能源潛力以及藍氫出口潛力（擁有最先進的甲烷洩漏減排技術），北美洲將成為第二大出口地區（見第 1.1 節）。這四個地區共占全球氫產量的 45% 左右，區際貿易的 90% 左右。它們還集中了幾乎全部的氫貿易（僅北非就占 60%）和近 90% 的 SAF 貿易（逾 3,000 萬噸氫氣當量）。南美洲和撒哈拉以南非洲國家也積極參與進來，在全球貿易中約占 10%，出口商品基本上是 SAF 和甲醇。
- 從長遠來看，歐洲、日本、韓國和印度是主要的進口中心，占全球貿易的 80% 以上。日本和韓國高度依賴全球貿易，歐洲和印度的供需則相對平衡，後兩者的氫及其衍生物進口占比分別為 43%（4,100 萬噸氫氣當量）和 30%（2,200 萬噸氫氣當量）。由於兩地之間現有的天然氣管道部分改用於氫能運輸（自 2040 年起，年輸氫量將超過 2,000 萬噸氫氣當量），北非仍是歐洲的主要供應中心（2050 年占歐洲進口的三分之二）。2030 年至 2050 年期間，印度將因需求激增導致國內綠氫供應不足，而成為最大進口地區之一。相比之下，得益於國內綠氫產業的飛快發展，中國將從一個淨進口國轉變成為全球最大的潔淨氫能生產國（1.29 億噸氫氣當量），到 2050 年基本實現自給自足。儘管如此，到 2050 年中國仍需進口約 1,000 萬噸氫能（以氫氣當量計算，占當年內需 7% 以上，占 2030 年內需的 30%）。更廣泛地說，大多數進口地區的產氫量亦十分可觀。到 2050 年，歐洲和印度的氫產能約達 5,500 萬噸氫氣當量。

圖 15：2050 年主要地區之間的全球氫能貿易

a) 全球貿易地圖



b) 按商品劃分



資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.

# 第四章 開啟全新市場， 發展多重利益

潔淨氫能貿易將大大促進經濟發展、市場競爭、能效提升以及整體能源安全。到 2050 年，全球氫能市場規模將達 1.4 兆美元，其中包括約 2,800 億美元的區際貿易。對資本密集型全球供應鏈的整合推進了在地商業活動、知識取得和技術進步。近 70% 的潔淨氫能貿易惠及發展中市場與新興市場，為永續增長帶來顯著的共同惠益。自由及多樣化的貿易在促進經濟發展的同時，亦大幅降低了整體系統成本（高達 25%）。此外，擴大氫能產業的規模推動了再生能源的部署，有助於實現電動化和去碳目標。最後，擴大綠氫應用規模可透過豐富供應商結構來增強能源系統面對地緣政治衝擊的韌性。

## 經濟發展

在潔淨氫能的有力推動下，氫能市場規模從 2022 年的 1,600 億美元<sup>21</sup>（目前灰氫市場的規模）大幅增長，到 2030 年將超過 6,400 億美元，到 2050 年可達 1.4 兆美元。<sup>22</sup>2030 年至 2040 年期間，市場規模在市場價值方面的增長（穩定年增率低於 1%）將低於在市場容量方面的增長（穩定年增率為 9%），然而在未來數十年，由於綠氫的大規模推廣，其成本將明顯下降，兩方的增長將會達成平衡。隨著在 2040 年和 2050 年期間綠氫生產率增長放緩，市場增長趨於平衡，與區域需求展望一致，亞洲市場增長潛力巨大。到 2030 年，受中國（整個展望期間的世界最大生產國）、印度和印尼的強勁需求驅動，亞洲將貢獻 55% 的市場價值（見圖 16）。隨著歐洲、北美洲<sup>23</sup>和中東的需求擴大，到 2050 年，市場將呈現多樣化，亞洲的份額將縮小到 46%。

全球相關價值鏈的發展將帶動在地商業活動，創造附加價值，並提

供綠色就業機會，同時推進能源轉型期間的相關人才培訓。資本密集型供應鏈的整合是經濟發展的催化因素。擴大製造（如電解槽、光伏板、風力渦輪機）、生產和運輸能力可大大促進在地的商業活動。分析表明，到 2030 年，潔淨氫能行業每年可為全球提供多達 100 萬個就業機會，在 2030 年至 2050 年期間，每年可提供多達 200 萬個就業機會。<sup>24</sup>氫經濟參與了能源行業的廣泛重組，到 2030 年，潔淨能源技術領域將創造多達 1,400 萬個就業機會，另外，化石燃料行業還將提供 1,600 萬個就業機會（國際能源署，2022b）。潔淨能源領域的就業機會比化石燃料領域的就業機會更具勞動密集性（Heidi Garrett-Peltier, 2017）。因此，能源轉型過程將帶動能源行業就業增長。此外，潔淨氫能經濟為化石燃料行業提供了許多可移轉技能（如氫能的運輸及儲存、再生能源部署和大型專案工程）的特許轉化途徑。最後，潔淨能源行業需要高技能人才（該行業創造的職缺中有 60% 要求大專及以上學歷，是整體經濟平均水準的兩倍多），這可促進生產力增長。

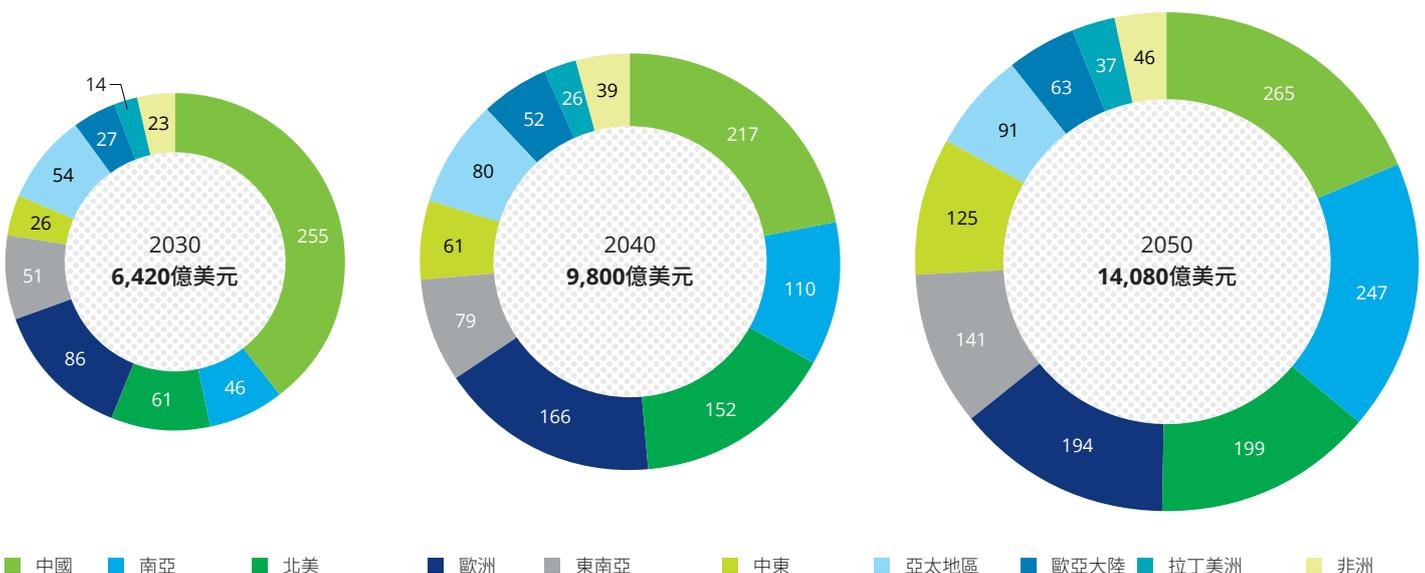
<sup>21</sup> 請參見：<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/hydrogen-generation-market-494.html>。

<sup>22</sup> 在本項研究中，所有的貨幣資料均按照 2020 年的不變價美元計算。市場規模的計算基於各個國家獲得的供應量和成本（即邊際生產成本，加上進口國的額外運輸、轉化和再轉化成本）。

<sup>23</sup> 雖然北美洲對氫能的需求高於歐洲，但與後者相反，前者是淨出口國。因此，邊際供應成本的差異解釋了市場規模方面的細微差異。

<sup>24</sup> 提供的就業機會以全職人工時表示。此類計算依賴於從學術文獻中借鑒的幾個就業乘數（Heidi Garrett-Peltier, 2017; Ram 等人, 2022），包括直接和間接影響，或根據現有資料計算（Timmer, M. P. 等人, 2015; 國際再生能源署, 2022b; 國際再生能源署和國際勞工組織, 2022）。考慮到製造活動（如電解槽、光伏板、風力渦輪機和重整裝置的供應）所處的位置，根據貿易資料（請參見：<https://www.trademap.org/>）和有根據的猜測（美國能源部, 2021 年; 美國能源資訊署, 2021 年; 歐盟委員會, 2022 年），已對就業機會的地理分佈進行了調整。到 2030 年，在 1.5°C 溫控情景下的能源行業職缺數量將比計畫能源情景下的職缺數量高出 30% 以上（國際再生能源署, 2022d）。

圖 16：2030 年至 2050 年期間的潔淨氫能市場規模（單位：億美元）

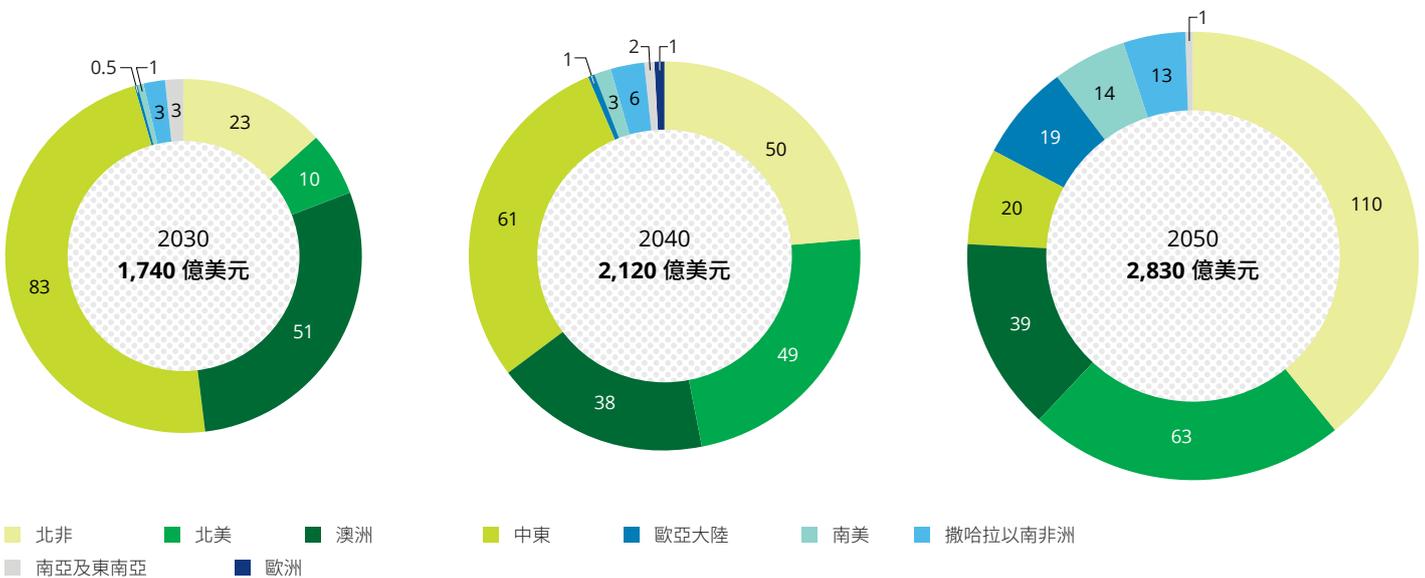


資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.

對出口商而言，氫能貿易收入可觀，可對經濟發展帶來連鎖效應。分析顯示，到 2050 年，全球氫能貿易預計將產生超過 2,800 億美元的出口收入，其中一半以上出口收入將來自發展中國家。由出口收入情況（見圖 17）可見，在出口總額方面，北非居主導地位（2050 年為 1,100 億美元），緊隨其後的是北美洲（480 億美元）、澳洲（390 億美元）和南美洲（340 億美元）。預計在 2050 年，以上四個地區的出口收入約占出口市場的 80%。屆時，北非本身將貢獻近 40% 的貿易收入，是其在總市場規模中所占比例（不到 3%）的 10 倍以上。雖然中東和澳洲利用與藍氫相容的現有基礎設施，在 2030 年，年出口收入將佔有全球超過了 75% 的市場份額，但隨著綠氫逐漸被取代，其各自的市場份額在 2050 年分別降至 15% 以下，與北美洲和南美洲大致持平，所有這些地區均從擴大可觸及市場而直接受益。平均而言，出口企業往往更有生產力、表現出更好的業績且樂於發展創新，進而提供更多的就業機會、更高的薪資，並實現更高的長期增長率（Cassiman, Golovko and Martínez-Ros, 2010; Aw, Roberts and Xu, 2011; De Loecker, 2013; Kasahara and Lapham, 2013; Benkovskis et al., 2017）。資本密集型及知識密集型商業活動（如綠氫產業）的收益尤其大。

廣泛的貿易可以刺激全球南方的經濟發展，貢獻當地商業活動，改善貿易平衡，促進全球能源轉型。分析顯示，到 2050 年，發展中國家將貢獻近 70% 的出口收入，在 2030 年至 2050 年期間每年將提供多達 150 萬個工作機會。全球貿易大大增進了貿易平衡（例如智利的出口額占其當前 GDP 比重為 7% 以上<sup>26</sup>，阿爾及利亞和摩洛哥的出口額各占其當前 GDP 比重的 10% 以上，埃及占 21% 以上）<sup>27</sup>，同時提供了獲得強勢貨幣的機會。綠氫經濟也促進了全球南方的能源轉型，這些國家擁有得天獨厚的再生能源資源，但也面臨著向其不斷增長的人口提供現代能源的挑戰。<sup>28</sup> 碳中和技術成本下降，為發展中國家經濟體在發展道路上跨越化石燃料提供了獨特的機會（IEA, 2022a; IRENA, 2022a; Piebalgs and Kneebone, 2022）。此外，透過促進再生能源的部署和改善電網平衡，綠氫技術可增加清潔且可負擔的電力供應。非洲的處境尤為緊迫，<sup>29</sup> 該地區多個國家（如埃及、茅利塔尼亞、摩洛哥、納米比亞和南非）已經宣佈建設綠氫或氨氣項目。然而，發展中國家進行能源轉型仍因缺乏基礎設施和難以獲得可負擔資金等因素而受阻，需要國際社會共同努力，引導資源、移轉技術（包括專利）、分享知識（能力建設），為發展中國家提供融資便利（IRENA, 2022a）。多邊合作十分關鍵，可發揮指標性專案的作用（Piebalgs and Kneebone, 2022）。

圖 17：2030 年至 2050 年的年出口收入（單位：億美元）



<sup>26</sup> 請參見：<https://data.worldbank.org/>。此類計算基於 2020 年的國內生產總值和商品及服務的貿易淨額（以現值美元計算）。

<sup>27</sup> 對於埃及和摩洛哥，清潔氫的出口收入甚至可以完全抵消過去十年中觀察到的貿易逆差。

<sup>28</sup> 非洲擁有全球約 60% 的最佳太陽能資源。然而，2021 年，非洲有 6 億人（占非洲總人口的 43%）無法獲得電力，其中大多數位於撒哈拉以南非洲（IEA, 2022a）。

<sup>29</sup> 儘管非洲人口眾多（占全球人口的五分之一），但由於能源供應嚴重不足，非洲的二氧化碳排放量在全球所占比例不到 3%。事實上，非洲是全球人均能源需求最低的地區（IEA, 2022a），其人口增長最快（預計到 2050 年，撒哈拉以南非洲地區將貢獻一半以上的全球人口增長（United Nations, 2022）），能源結構屬於碳密集型（對傳統生物質能燃料的使用除外，2020 年，化石能源占一次性能源消費比重達 80%）。

## 自由貿易帶動效率提升

分析顯示全球氫能市場競爭激烈，不同於石油或天然氣，2050年，純氫的供應曲線（包括各條生產路線和相關的運輸成本）相當平緩（見圖18）。分析結果顯示，到2050年，低於1.6美元/公斤氫氣當量的供應成本（即包括生產、轉化、運輸和再轉化成本）將可滿足全球三分之二的純氫需求（2.6億噸氫氣）。

對於一些土地有限的地區，國際交易不可或缺。純氫供應曲線清楚顯示了中東、北非、北美洲和東亞的成本競爭力和豐富產量。<sup>30</sup> 相反地，一些人口稠密的工業化國家（如印度）則極度依賴進口，以極具競爭力的價格滿足其潔淨氫能的需求。如果沒有進口，則只能透過大幅提高國內生產成本（供應曲線的陡峭部分）或使用化石燃料技術來滿足剩餘需求。

自由貿易是降低能源轉型成本的關鍵。歷史表明，自由貿易和競爭可帶來巨大收益（Caliendo and Parro, 2015; Melitz and Redding, 2015; Alessandria, Horag and Ruhl, 2021）。分析顯示，透過在全球範圍內最大限度地利用資源，與將區際交易量限制在最佳水準的四分之一的貿易保護路徑相比，自由貿易降低了氫能供應鏈的總成本。

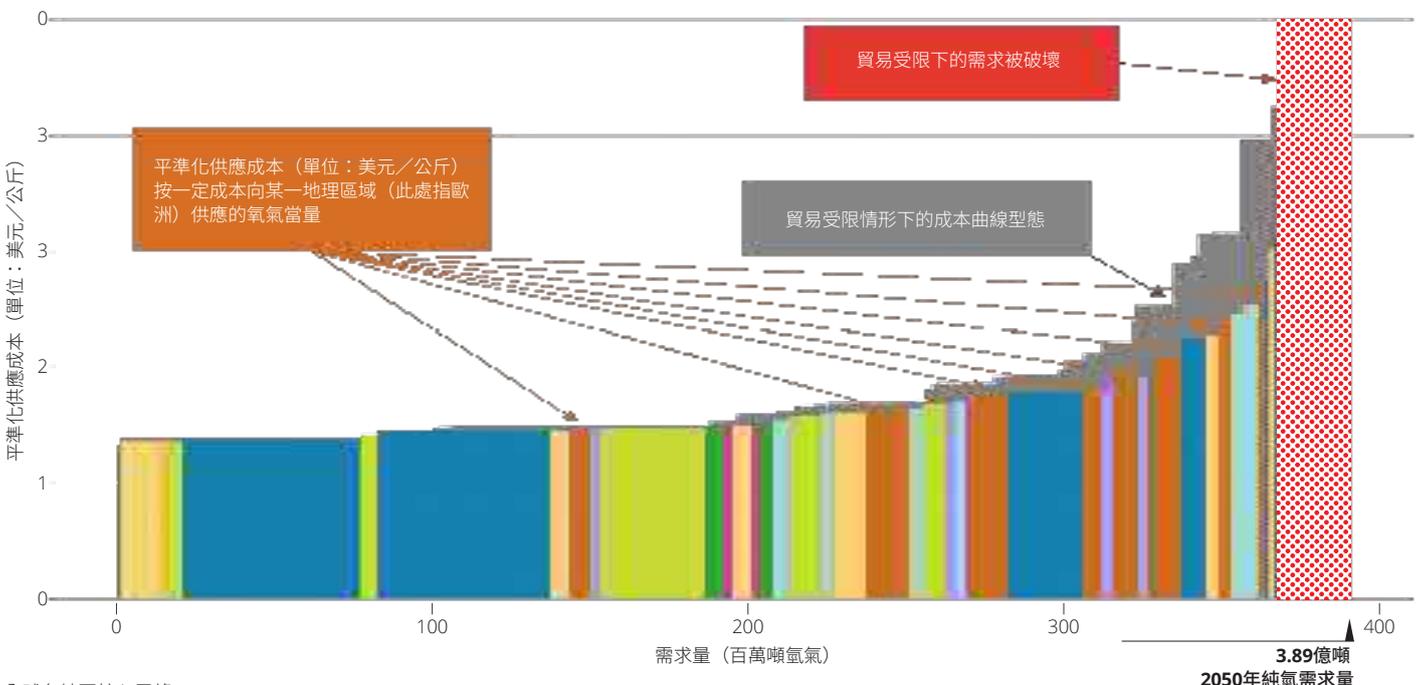
- 到2050年，全球貿易帶來的收益可達每年1,800億至3,500億美元<sup>31</sup>，高達總市場價值的25%。這是透過對比 Deloitte 氫能發展路徑與另一情形估算得出的資料，在該情形下，主要國家採取貿易保護主義措施，對運輸基礎設施投入不足，導致全球貿易量縮減四倍。<sup>32</sup> 就純氫而言（見圖18），此類效率提升可透過兩種情形下供應曲線之間的面積來表示。以徵收關稅或減少運輸方面投資來遏止全球貿易，只會給供應受限的國家帶來巨大的額外成本，並拖累全球能源轉型進度。
- 貿易壁壘可能會促使氫能密集型產業遷移至更具競爭力的地區，這種壁壘可被視為在經濟上升期「保護」本國供應。當適用於供應受限的地區時，這些壁壘還會直接促使受貿易影響的氫能密集型行業（如鋼鐵或氨基化肥生產商）遷移至更具競爭力的供應地區。

<sup>30</sup> 中國擁有大量可用土地和再生能源儲備，但其中一些資源離消費和潛在航運中心較遠。因此，到2050年，中國將成為淨進口國。

<sup>31</sup> 這一範圍反映了因貿易受限而產生的剩餘需求的定價選擇，可按清潔氫獲得的最高供應成本（約5美元/kgH<sub>2</sub>）定價，或包括其全部環境影響的灰氫成本（約9美元/kg）來定價。為此，我們根據2020年每噸二氧化碳610美元的碳社會成本（源自IPCC 2018）定價。假設甲烷蒸汽重整（SMR）的效率為74%，灰氫作為直接二氧化碳和上游甲烷排放，每生產1公斤氫需要排放12公斤二氧化碳當量，因此，到2050年，灰氫的生產成本平均約為1.5美元/公斤，而其環境成本約為7.5美元/公斤。

<sup>32</sup> 我們有意忽視「無貿易」情形，這種情形不僅不切實際，而且還高估了那些可用土地高度有限國家的貿易收益，因為對於這些國家來說，與氫能發展路徑有關的額外成本會非常高昂。

圖 18：2050 年全球各地區純氫需求的到岸成本曲線



全球各地區核心展望

■ 東亞 ■ 歐亞大陸 ■ 歐洲 ■ 拉丁美洲 ■ 中東和北非地區 ■ 北美 ■ 太平洋地區 ■ 撒哈拉以南非洲

Limited trade sensitivity

■ 供應曲線 ■ 未滿足需求

資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model; The supply curve under limited trade corresponds to an alternative scenario where global trade is reduced four-fold in volumes (protectionist mindset and underinvest in transport infrastructure). The residual demand (i.e., the demand that could not be satisfied domestically due to limited trade) is priced at the highest supply cost obtained (about US\$5 USD/kgH<sub>2</sub>). The area between the optimal and trade-constrained supply curves (including unmatched demand) materializes the latter additional system cost. The Pacific region includes Australia Indonesia and Malaysia.

## 加強能源安全

在 Deloitte 氫能發展路徑中，進口選擇與綠氫的大規模應用提高了整體能源安全和面對地緣政治衝擊的韌性。

- 潔淨氫能經濟具有競爭性和多樣性，與如今的石油和天然氣市場迥然不同。石化燃料產業場集中、利潤高和形成同業壟斷，以及近期的國際能源市場動盪凸顯了過度依賴不穩定供應商所帶來的經濟脆弱性 (Deloitte, 2022)。由於再生能源可以無限供應，且綠氫不受資源稀缺的影響，因此不可能形成同業壟斷。該市場進入門檻低，有助於強化競爭和避免暴利。此外，不同於藍氫，綠氫的價格與天然氣價格並未直接掛鉤，可免遭近期席捲歐亞的天然氣價格大幅波動影響，因此，各國可靈活控制進口，考量政治穩定性來選擇交易夥伴，避免氫能出口被當作籌碼。
- 據預測，2050 年，主要氫能進口國的供應結構將比歐洲和亞洲天然氣市場現有的供應結構更加多樣化 (見圖 19)。到 2050 年，歐洲和印度從前三大潔淨氫能出口國的進口量將占歐洲和印度潔淨氫能總消費量的四分之一，而 2021 年歐洲和印度的天然氣進口量占總消費量的比例分別超過 50% 和 40%。此外，這兩個地區將大幅調整其國內能源供應，歐洲和印度 2021 年的天然氣國內供應比例分別為 34% 和 46%，到 2050 年其各自的國內供應比例將調整為近 60% 和 70% 的潔淨氫能。雖然日本和韓國有 70% 的需求依賴美國和加拿大進口，但這兩個國家同時縮減其外部能源需求逾 40% (670 億千瓦時)。作為北美洲地區密切的地緣政治盟友，日本和韓國可以依需求更換氫能供應商，以達到供應來源多樣化。

在缺乏國際協調的情況下，市場可能最終被石油及天然氣生產商所推動的藍氫所主導，而這將對競爭格局、全球能源安全和能源轉型帶來負面影響。石化燃料行業可以利用現有的生產設施、能源貿易關係、勞動力和天然氣儲備，並減緩對新運輸基礎設施的投資，限縮向全球南方輸送資源，進一步鞏固藍氫的這一優勢地位。

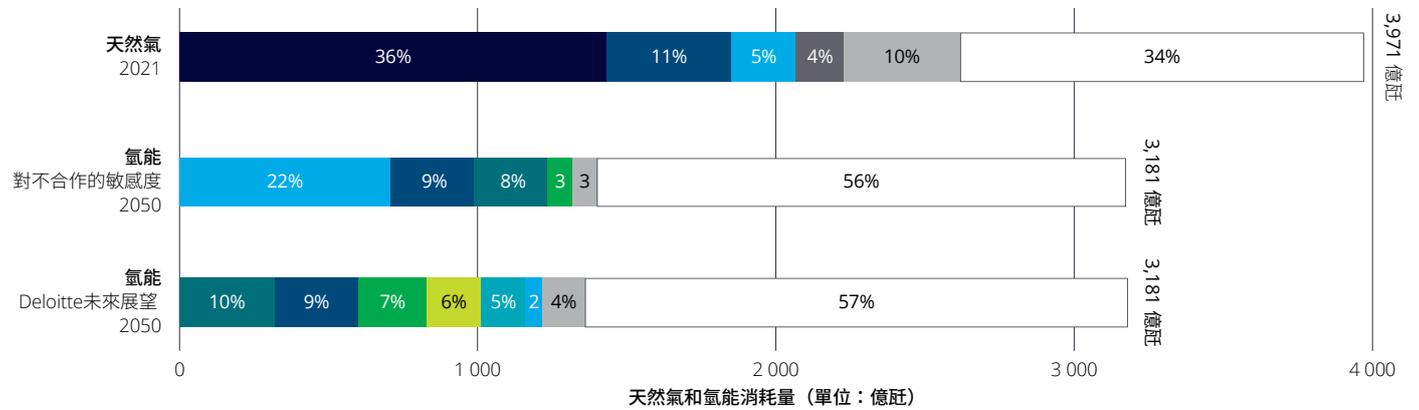
- 不合作會造成市場集中的重大風險：在這種情況下，<sup>33</sup> 全球氫能貿易最初將由當今的主要石油和天然氣生產商主導。到 2030 年，中東地區將佔據全球氫能市場的半壁江山，其次是北美洲和澳洲 (各占 20%)，且南方國家的出口機會被延遲十多年，破壞這些國家的氫能發展和能源轉型路徑。到 2050 年，全球貿易日趨多樣，北非也將成為主要的出口地區。然而市場集中度將提高，日本和韓國將高度依賴澳洲和美國 (分別占氫能進口量的 75% 和 20%)。印度和歐洲情況也類似，分別有 80% 和 50% 的氫能進口來自沙烏地阿拉伯和美國。正如俄烏衝突所引發的當前能源危機一樣，過度集中的氫能市場將再現石油和天然氣市場的隱憂，即利潤率更高、價格波動更大、以犧牲進口國利益為代價損害整體能源安全。<sup>34</sup>
- 過度依賴藍氫會增加技術鎖定的風險，並減緩能源轉型速度。在合作減弱的情況下，藍氫的市場份額將大大增加，預計到 2030 年藍氫的市場佔有量將高出近四分之一 (7,000 萬噸氫氣當量)，到 2050 年將高出三分之二 (1.5 億噸氫氣當量)。由此產生的更高殘餘和間接排放量 (預計 2050 年的年排放量為 5,000 萬噸二氧化碳當量，與匈牙利 2021 年的排放量大致相同)，削弱了氫經濟對解決全球暖化的貢獻。此外，與綠氫不同，投資於藍氫的基礎設施 (如重整裝置、碳捕捉與封存 (技術)、天然氣供應) 不僅不會促進再生能源的部署，還會擴大對天然氣的依賴，從長期發展來看，這不符合氣候中和目標。技術鎖定不利於綠氫發展，且增加了資產擱淺的風險。但由於藍氫技術的環境案例和商業案例都在減少，預測藍氫最終會消失。

<sup>33</sup> 未評估有限合作的影響，Deloitte 從四構面分析未來展望：(1) 新興運輸基礎設備的投資將會延遲至 2030 年 (2) 石油與天然氣產業快速落實最佳可行技術 (BAT)，使藍氫於 2030 年可被全球使用 (3) 發展中與新興市場缺少相關財務資源 (4) 主要進口國缺少策略多樣性。

<sup>34</sup> 例如，天然氣進口情況可參考 <https://www.entsog.eu/>。

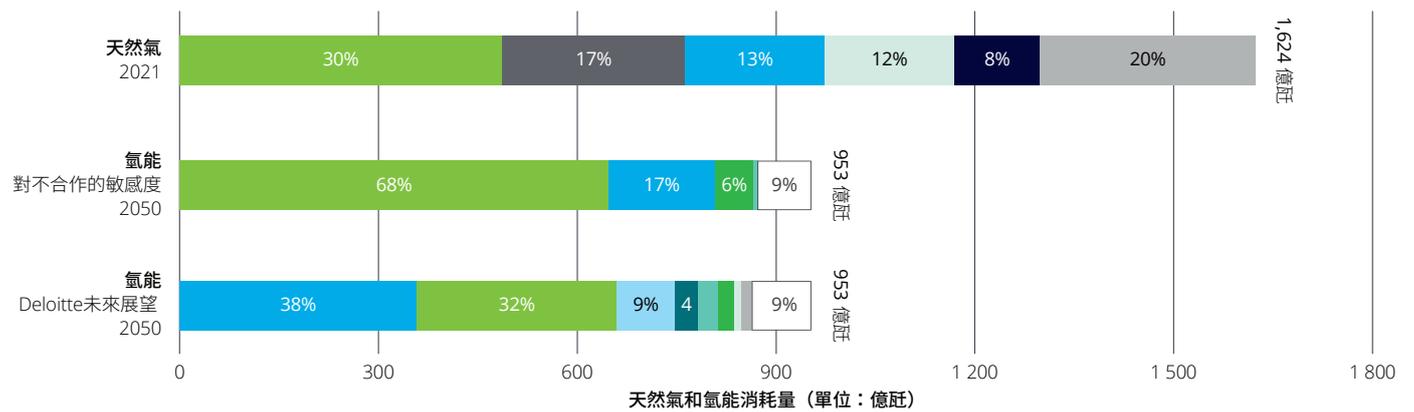
圖 19: 天然氣 (2021 年) 和氫能 (2050 年) 主要進口地區的供應商組成

a) 歐洲



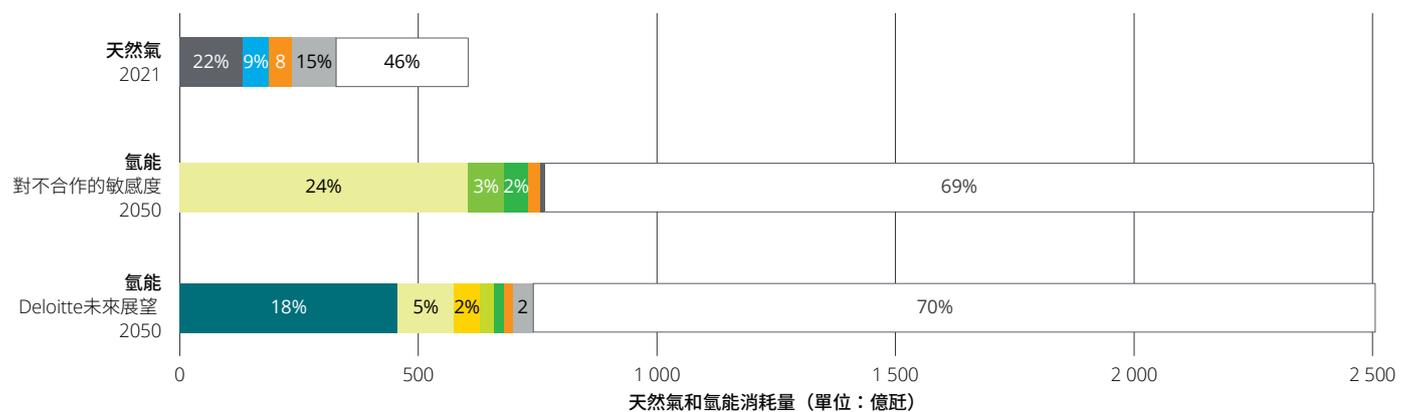
■ 俄羅斯 ■ 埃及 ■ 阿爾及利亞 ■ 摩洛哥 ■ 土耳其 ■ 墨西哥 ■ 美國 ■ 卡達 ■ 其他進口國 □ 本地生產

b) 日本和韓國



■ 美國 ■ 澳洲 ■ 智利 ■ 埃及 ■ 加拿大 ■ 南非 ■ 馬來西亞 ■ 卡達 ■ 俄羅斯 ■ 其他進口國 □ 本地生產

c) 印度



■ 埃及 ■ 沙烏地阿拉伯 ■ 伊朗 ■ 土耳其 ■ 南非 ■ 阿聯酋 ■ 澳洲 ■ 卡達 ■ 美國 ■ 其他進口國 □ 本地生產

資料來源: Deloitte analysis based on the HyPE model and BP, Statistical Review of World Energy

# 第五章

## 需逾九兆美元投資

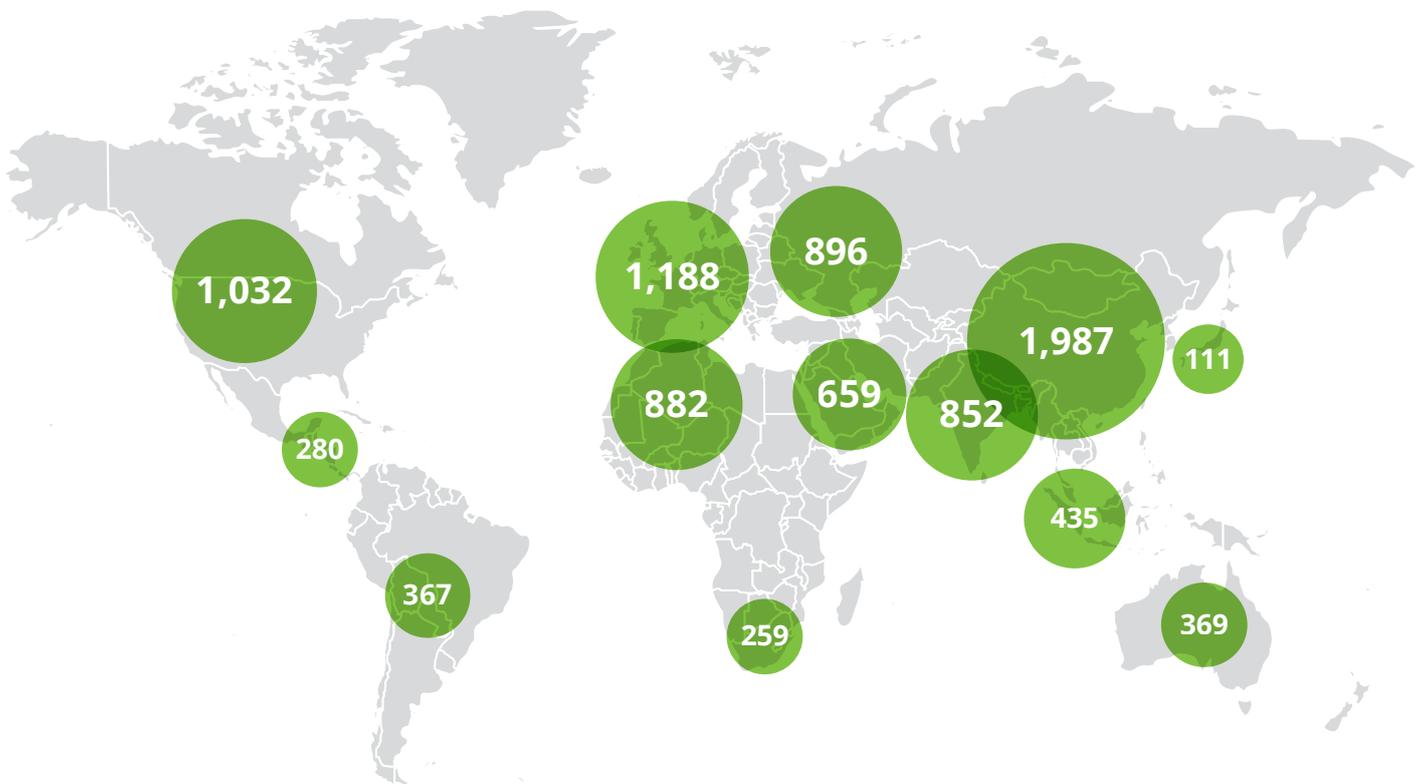


## 全球投資

我們預估到 2050 年，全球氫能供應鏈需要 9.4 兆美元的累計投資，其中 3.1 兆美元將用於發展中經濟體（見圖 20）。這代表在未來 25 年內需籌集 9.4 兆美元的資金，相當於 2022 年石油和天然氣生產投資的 23 倍（IEA, 2022d）。因此，可以嘗試削減石油和天然氣方面的支出，讓更多資金流向潔淨氫能——國際石油和天然氣公司已經開始積極採取行動。中國、歐洲和北美洲作為主要消費地區，分別需要投入 2 兆、1.2 兆和 1 兆美元。發展中國家也應籌集大量資金用於支持出口（包括北非需近 9,000 億美元，南美洲需 6,000 億美元，撒哈拉以南非洲需 3,000 億美元），但由於相關的國家風險，這些資金將帶來巨大挑戰。氫經濟的興起為全球南方引進外資帶來獨特契機，發展氫經濟已是大勢所趨（例如，德國設立一支總金額達 2.5 億歐元的 PtX 發展基金）。

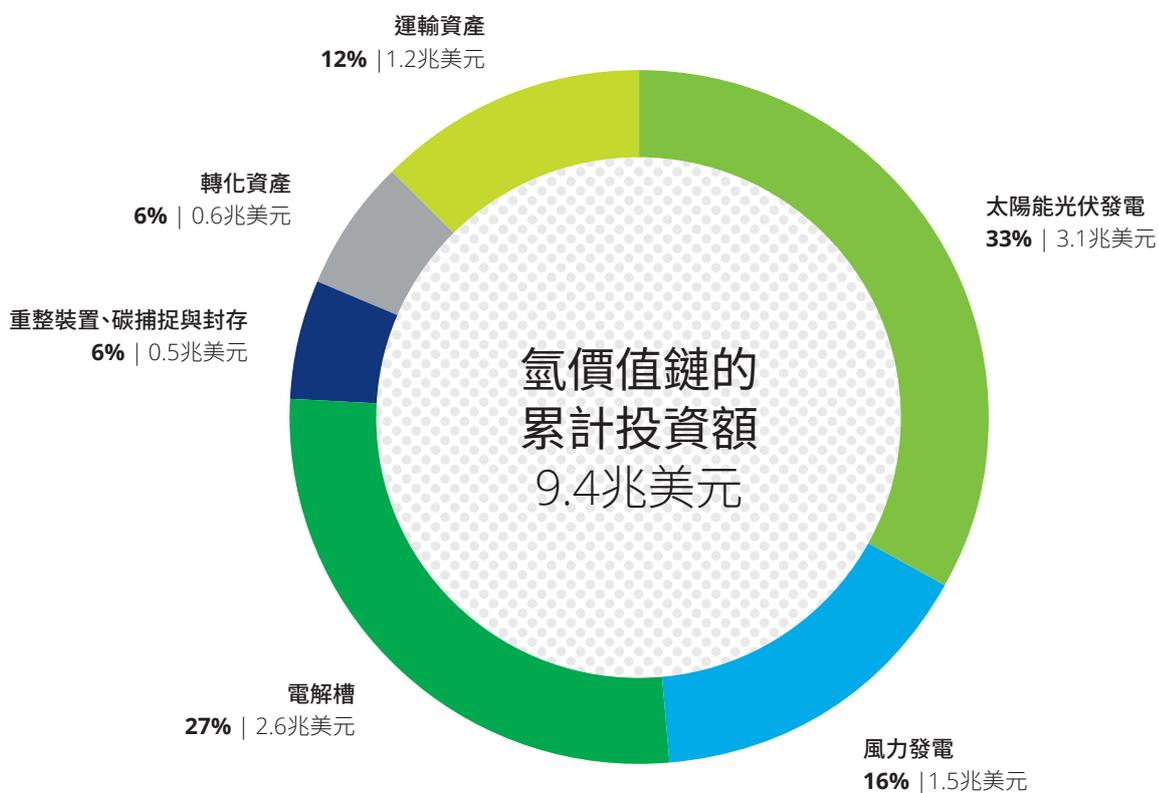
綠氫生產在投資需求中占較大份額，占總投資需求的 75% 以上（7.2 兆美元），給產業及相關部署帶來挑戰（見圖 21）。此項技術的資本支出既需要用於發電（分別需投入 3.1 兆美元和 1.5 兆美元，專門用於製造和安裝 7,900 百萬瓩的光伏發電和 1,300 百萬瓩的風力發電能力），也需要用於電解槽（7,500 百萬瓩需要投入 2.6 兆美元）。因此，提升綠氫價值鏈，需要及時擴大設備製造規模，並配置再生能源資產（見第 2.1.2 節）。由於藍氫技術將助長市場擴張，並預期於 2040 年達到高峰，相關資本支出（0.6 兆美元）將集中在展望期前半段。

圖 20：2050 年潔淨氫能供應鏈的累計投資（單位：十億美元）

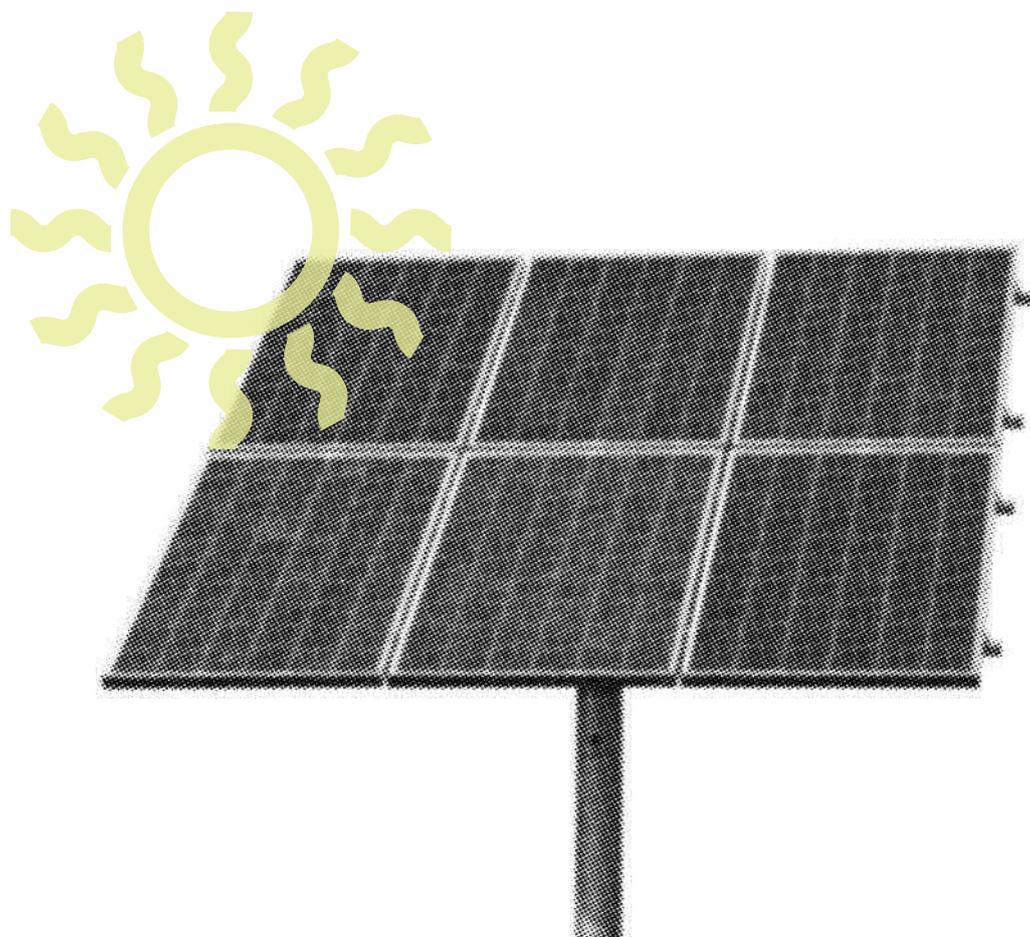


資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.

圖 21：2050 年氫價值鏈的累計投資（單位：兆美元）



資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.



## 運輸和轉化資產不容忽視

建設專門用於氫類商品的大規模運輸基礎設施是區際貿易的先決條件。在潔淨氫能貿易強勁增長的背景下，必須啟動建設運輸網路（如內陸運輸、轉化裝置、儲存設施、進出口碼頭）。雖然現有的基礎設施可用於首批進口項目，但由於目前使用的基礎設施並不一定能與大部分綠色氫開發地相匹配（見第 2.1 節），因此需要建設新的基礎設施。為建立國際市場，應投資建立符合全球成本效益生產的新運輸網路，為進出口雙方帶來巨大利益。

約 20% 的總投資需求 (1.7 兆美元) 必須用於轉化和運輸資產，避免成本高昂成為發展瓶頸（見第 4.2 節）

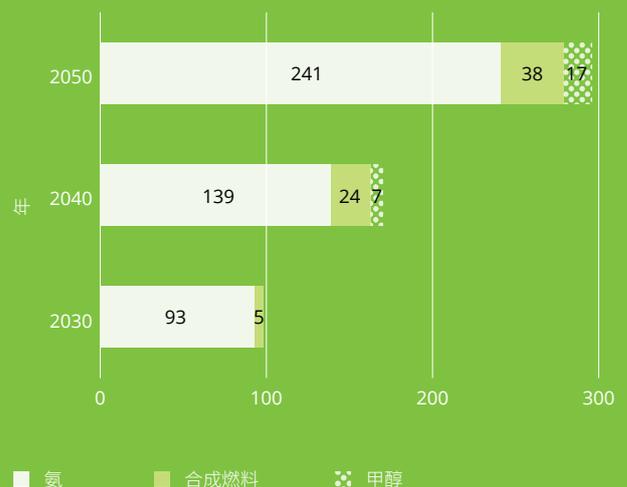
- 儘管管線運輸具有資本高度密集型特徵，但對於純氫而言是最具吸引力的選擇，可能需要超過 1 兆美元的累計投資。區域內和區域間的運輸網路對於連接供應端（生產基地和港口碼頭）和需求中心至關重要。到 2050 年，連接主要的工業區域將需要鋪設多達 75 萬公里的專用管線。改造現有天然氣管網可大大降低投資要求，所需資本支出將減少五倍 (Guidehouse, 2021)。
- 建設海上基礎設施（需投入高達 1,000 億美元）增強全球氫價值鏈的韌性。遠洋航運可大幅削減成本，同時增強市場韌性。有別於雙邊管線連接，海運進口碼頭可以接受來自任何地方的出口，這為必要時更換供應商提供了靈活性。例如，歐洲已用來自多地的液化氣取代俄羅斯天然氣進口。據預計，到 2030 年將需要約 100 艘用於氫運輸油輪；到 2050 年數量將增加兩倍（見專欄 6）。2050 年，主要貿易航線中有 70 艘油輪將連接北非與印度，約 50 艘連接北美洲與日本及韓國，約 30 艘連接澳洲與日本及韓國。
- 轉化和再轉化裝置是潔淨氫能供應鏈的另一重要組成部分（需投入 0.5 兆美元）。為了促進規模經濟，這些設施最好位於進出口中心（即氫能價值鏈流動的匯合點），以滿足國內需求和出口便利性。

### 專欄 6：油輪船隊需求

氫衍生物可通過油輪運輸，這種油輪指載運散裝液體的專用船舶。船隊規模取決於航行距離、航行速度和船隻的平均尺寸和周轉時間等因素。據預測，船隊數量將隨著貿易的發展而增加。

預計到 2030 年和 2050 年，分別約需要 100 艘和 300 艘油輪。鑒於氫在國際貿易中表現突出，因此，氫運輸船在船隊中佔據主導地位。然而，隨著 21 世紀 30 年代末以來甲醇和永續航空燃料貿易的快速增長，氫運輸船在船隊中的占比將從 2030 年的 95% 下降到 2050 年的略高於 80%。假定船隊只由超大型液化氣運輸船 (VLGC) 組成（艙容為 80,000 立方公尺，是液態石油氣或氫運輸的最大通用尺寸，相當於 53,000 載重噸 (dwt) 的氫、62,000 載重噸的甲醇或 63,000 載重噸的永續航空燃料）。

上述油輪需求可透過改裝現有的石油化學品油輪（截至 2020 年，有 4,887 艘大型和超大型油輪）和液化天然氣油輪（961 艘大型和超大型油輪，Ricardo, 2020）來達成。



資料來源：Deloitte analysis

## 投資應趁現在

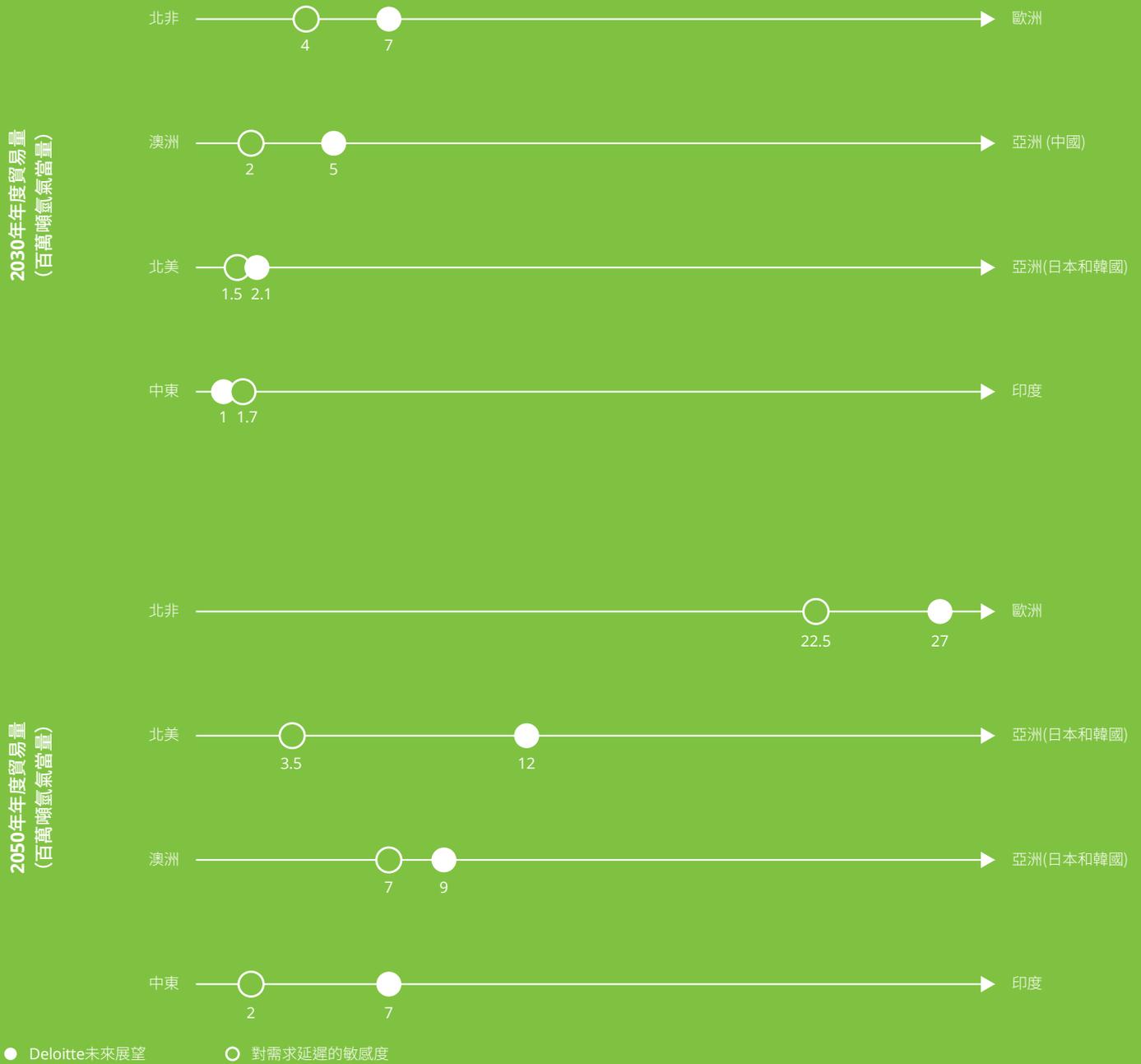
以長遠眼光規劃固定資產。投資生產性資產應考慮到重整裝置和電解槽至少有 20 年的使用壽命 (Hydrogen4EU, 2022)，而風能和太陽能等再生資產的使用壽命為 25 年 (IEA, 2019a, 2019b)。投資運輸基礎設施可在 20 年內實現損益平衡 (IEA, 2019c)。因此，長期規劃對於避免鎖定效應至關重要，尤其是對藍氫的規劃。此類規劃應優先考慮能夠承受技術、政治和配置不確定性高的生產基礎設施和貿易路線。特別是對藍氫而言，由於到本世紀下半葉必須完全避免碳捕捉與封存 (技術) 的殘留和相關排放以及甲烷洩漏，因此，二十年的經濟壽命意味著機會將集中在能源轉型的頭幾十年。

現在必須啟動第一波投資，用潔淨氫能取代目前的灰氫產量 (2021 年接近 9,500 萬噸氫氣當量，參見 IEA, 2022c) 是一項重大且不會後悔的投資選擇。即使潔淨氫能需求將晚 10 年才實現，也可以在北美洲、中東、北非和澳洲等發展速度較快的地區進行早期投資，預計這些地區將在 2030 年分別生產 1,600 萬噸氫氣當量、900 萬噸氫氣當量、750 萬噸氫氣當量和 300 萬噸氫氣當量 (見圖 22)，其中出口量分別為 210 萬噸氫氣當量、220 萬噸氫氣當量、440 萬噸氫氣當量和 240 萬噸氫氣當量。總體來說，在如此經濟不景氣的情況下，預計到 2030 年，全球氫能貿易仍將占近 1,500 萬噸氫氣當量。根據區域需求，可以確定四條強勁的貿易路線：(i) 北非到歐洲，(ii) 澳洲到亞洲 (中國)，(iii) 北美洲到亞洲 (日本和韓國)，以及 (iv) 中東到印度。

主要出口中心和貿易路線在 2050 年之前發展將保持強勁，這有助於提高相關專案的可融資性。根據敏感性分析，由於需求變化將延後 10 年，全球氫能貿易將持續到 2050 年 (超過 7,500 萬噸氫氣當量，超過 Deloitte 展望中分析所得貿易量的 70%)。主要的出口地區保持不變：北非 (3,100 萬噸氫氣當量)、澳洲 (1,000 萬噸氫氣當量)、北美洲 (550 萬噸氫氣當量) 和中東 (400 萬噸氫氣當量) 彙集了 65% 以上的洲際貿易。於 2030 年確定的貿易路線到 2050 年仍將富有韌性，具體如下：北非到歐洲、澳洲到亞洲 (日本和韓國)、北美洲到亞洲 (日本和韓國)，以及中東到印度。

長期規劃對於避免鎖定效應至關重要，尤其是對藍氫的規劃。此類規劃應優先考慮能夠承受技術、政治和配置不確定性高的生產基礎設施和貿易路線。

圖 22：2030 年和 2050 年最具韌性的貿易路線



資料來源：Deloitte analysis based on the HyPE model.

# 第六章 行動呼籲

## 建立氣候導向型市場

實現氣候中和以減緩全球暖化，是在地方、區域和全球層面推動氫經濟增長的關鍵。為實現氣候中和，全球須承諾根據《巴黎協定》來實現強而有力的氣候責任目標。而與氣候相關的行業目標（如鋼鐵行業或運輸產業）在推廣氫能應用方面發揮關鍵作用，除了設定明確的目標，制定透明、可問責且可預測的去碳路徑，也是賦予氫經濟發展的關鍵因素之一。

即使具備大量可用的基礎技術（如電解、工業應用、燃料電池），欲擴大氫能市場規模，仍然需要大量的創新。除了必須降低現有技術的成本並實現工業化應用，潔淨氫能價值鏈所需的系統開發與升級仍有待實現，尤其是長途運輸，以及轉化和再轉化資產方面的開發和升級。

國家和地區氫能的策略可為氫能生產、運輸和最終用途的發展前景提供可見度和公信力。然而，在這樣一個新興市場中，市場前景的不確定性會阻礙私人投資，而私人投資是確保規模經濟之必需。在政策支持下，凸顯價值鏈中的機會，釋放市場的增長潛能。將明確的願景、遠大的目標和全面性支持工具結合起來，可大大促進專案的發展，歐洲（如 REPowerEU 和 InvestEU 計畫）和美國（如 IRA）的策略便是有力的例證。

國際合作有助於減少經濟轉型可能產生的政治摩擦，推動自由貿易。氫能應用的發展（尤其是在工業領域的發展）將促使一些生產活動（如鋼鐵或氨基化肥）遷移到生產成本低的地區，阻礙能源轉型，增強氫能密集產業搬遷的動機，並提高整體生產成本，加劇局勢惡化。然而若採用區域化的國家工業戰略並促進各國對話，將有助於促進公平競爭環境的形成，辨認並解決潛在的衝突。

可靠且可問責的潔淨氫能認證是拓展市場的另一先決條件。進行此類認證不僅需要清楚透明的方法，也需要全面的技術基礎設施，以實現可靠的追蹤模式。全球統一的方法對認證過程至關重要，鑒於轉型速度不同和相關管轄範圍各異，建立認證制度刻不容緩。然而，認證不應該只關注溫室氣體排放，還應包含其他永續相關標準（如治理和社會標準）。考慮到南半球國家在未來全球氫經濟中將扮演積極的角色，這些國家應積極參與規範的制定，以確保經濟與環境的公平競爭。

建立全球夥伴關係，增進最佳案例與專業知識的交流，建立本地價值鏈，並協助國際氫能市場的迅速建立和擴張。氫能的生產及應用系統以高技能技術為主，而國際協作應包含學術界、工業界和監管機構等所有利益相關方。

國家和地區氫能的策略可為氫能生產的發展前景提供可見度和公信力。

## 創建商業案例

弭平灰氫與潔淨氫能、傳統應用與氫應用間的成本差距十分必要，尤其是在擴張階段。除了對研發或示範專案給予大力支持外，還可實施政策如消除市場進入門檻、提供直接補貼、財政激勵、公共擔保、簽訂碳定價或碳差價合約 (CCfDs)、打造氫產品的綠色實驗市場 (如綠色鋼鐵、綠色化學品) 等。另一方面，擴張的主要挑戰是確保潔淨氫能生產和使用間的一致性，以避免效率損失、潛在的高額暴利及市場成長動能減緩。

在眾多應用場景中，新技術的廣泛採用十分重要。許多氫能應用不僅僅是用潔淨氫能商品取代傳統能源或原料，還需要全面的技術轉換或資本密集型的資產改造 (例如，綠色鋼鐵生產、海運中氫和甲醇的使用、氫燃料電池電動汽車的採用)。無論是對政策制定者還是行業而言，應對這些技術挑戰 (如成本結構、資格條件需求符合與否、長久以來的習慣等)，是成功開發新商業模式的一個重要因素。

擁有必要的基礎建設和充分的準備時間，才能為潔淨氫能及其衍生物的生產和使用建立穩健的商業模式。及早規劃和快速創建運輸和儲存基礎設施 (包括轉化和再轉化設備) 是氫能政策的關鍵，包括智慧模型，以監控市場擴張期間這些基礎設施暫未充分利用所帶來的風險。政府和監管機構也可以發揮引導投資者的重要角色。

長期合約將發揮重要作用，尤其是在市場擴張期間，不僅對氫能生產商和用戶，對基礎設施投資者和營運商而言亦是如此。為了降低收入風險，需要長期合約及相關的風險策略 (包括公共擔保)。因此，在氫能市場開發的早期階段，需要此類合約來確保投資報酬，並應對國內市場和國際貿易中的價格波動。集中採購氫能和區域合作也會發揮重要影響。

從長遠來看，合約和市場基礎設施 (如交易平臺和現貨市場、對沖產品和期貨市場) 的建設是打造切實可行商業模式的先決條件。潔淨氫能市場除了利用現有的傳統商品市場，同時還需考慮氫經濟的特殊性 (如認證)。在市場擴張期間，這些部分應明確受到關注，以促進潔淨氫能市場及時啟動。

擁有必要的基礎建設和充分的準備時間，才能為潔淨氫能及其衍生物的生產和使用建立穩健的商業模式。

## 確保長期韌性

供給多樣化的目標也是國家策略的重要部分，尤其是在增長階段。確保能源和原材料供應的韌性能避免氫經濟規模擴大過程中出現瓶頸。在消費端，也需要確保潔淨氫能供應結構的韌性，避免市場過度集中，加強能源安全、促進競爭並培養韌性。公眾支持和公司策略均應明確包括各種基礎設施（例如電解槽、再生能源超級工廠、採礦設備），並需與未來各生產國建立夥伴關係。

管道輸氫市場競爭激烈，需要大力的政治支援，尤其是對跨境基礎設施的支持。面對激烈的競爭環境，在世界許多地區地緣政治衝突加劇的背景下，需要審慎制定管線政策，並在外交政策、能源政策和人權問題之間取得適當的平衡。此外，還應制定必要的保障措施，以應對可能的管線利用不足，特別是在擴張階段。

海運是提高未來潔淨氫能系統韌性的關鍵。進出口碼頭的及時投用，以及擁有足夠的油輪船隊，是強健氫經濟韌性的重要策略。在生產和需求端提供大眾支持以降低違約風險（如公共擔保），引導投資金流。

大部分氫能運輸基礎設施可以藉由改造現有資產來達成。由此產生的轉型計畫將降低與石化燃料行業擱淺資產的相關風險，並促進石化燃料行業的能源轉型。從更廣泛的意義來說，氫經濟可以是積極參與能源行業的重組，促進就業與勞工再訓練。

確保供應韌性，需採用戰略氫能儲備或其他儲備概念的最低標準。必須在市場早期階段解決與技術和監管等先決要素相關的問題，特別是要在擴張階段可能需處理最初供應不足的緊張關係。必須儘快在石油和天然氣儲備問題達成國際協定。

氫經濟對當地和區域價值創造的直接和間接貢獻，可促進經濟增長和政治穩定。氫有助於提高現有以及貿易路線的穩定性、韌性，尤其是擁有未來生產中心的貿易路線。因此，應系統性地將氫能納入發展目標和政策。

國際合作對確保潔淨氫能市場的增長和公平競爭至關重要。氫經濟的成長是公司、地區和國家之間國際競爭的策略戰場。由於目前潔淨能源技術和灰色技術之間的成本差異，需要公共支持來推動市場成長。然而，如果某些國家以主導市場為目的來參與規模經濟競賽，可能導致地緣政治衝突。考量到潔淨氫能對能源轉型的重要作用，應儘早尋求國際合作以確保公平競爭環境。透過簽訂多邊協定、統一標準和協調產業政策，可以利用氣候和能源政策的協同效應，打造一個惠及各方的穩健成長市場。

必須在市場早期階段解決與技術和監管等先決要素相關的問題，特別是要在擴張階段可能需處理最初供應不足的緊張關係。

# 附錄

## 氫能發展路徑探 索 (HyPE) 模型



# HyPE模型概述

Deloitte HyPE 模型是一款專門於全球潔淨氫能供應的動態最佳化模型。此模型考量所有潛在的生產地點和可能的運輸方式，目的為提供最合適的潔淨氫能生產成本和貿易路線。HyPE 詳細展示潔淨氫能及其衍生物從生產到最終消費的價值鏈（圖 23）。

此方法基於線性規劃模型建立，在考量不同的上游選擇（如來自再生能源的綠氫、來自天然氣的藍氫）、運輸方式（如拖車、管線和船舶）、物理介質（如氣態或液化氫、氨）和終端商品（純氫、氨、甲醇和合成航空燃料）的情況下，選擇成本最低的方式供應全球氫需求（表現在不同的需求區域）。由此產生的成本結構，除了由生產成本驅動外，還包含運輸成本、取決於運輸方式選擇和最終需求的轉化和再轉化成本。成本結構在全球範圍內以技術中立的方式進行最佳化，在 2025 年至 2060 年間，將氫能供應和貿易總成本降至最低。

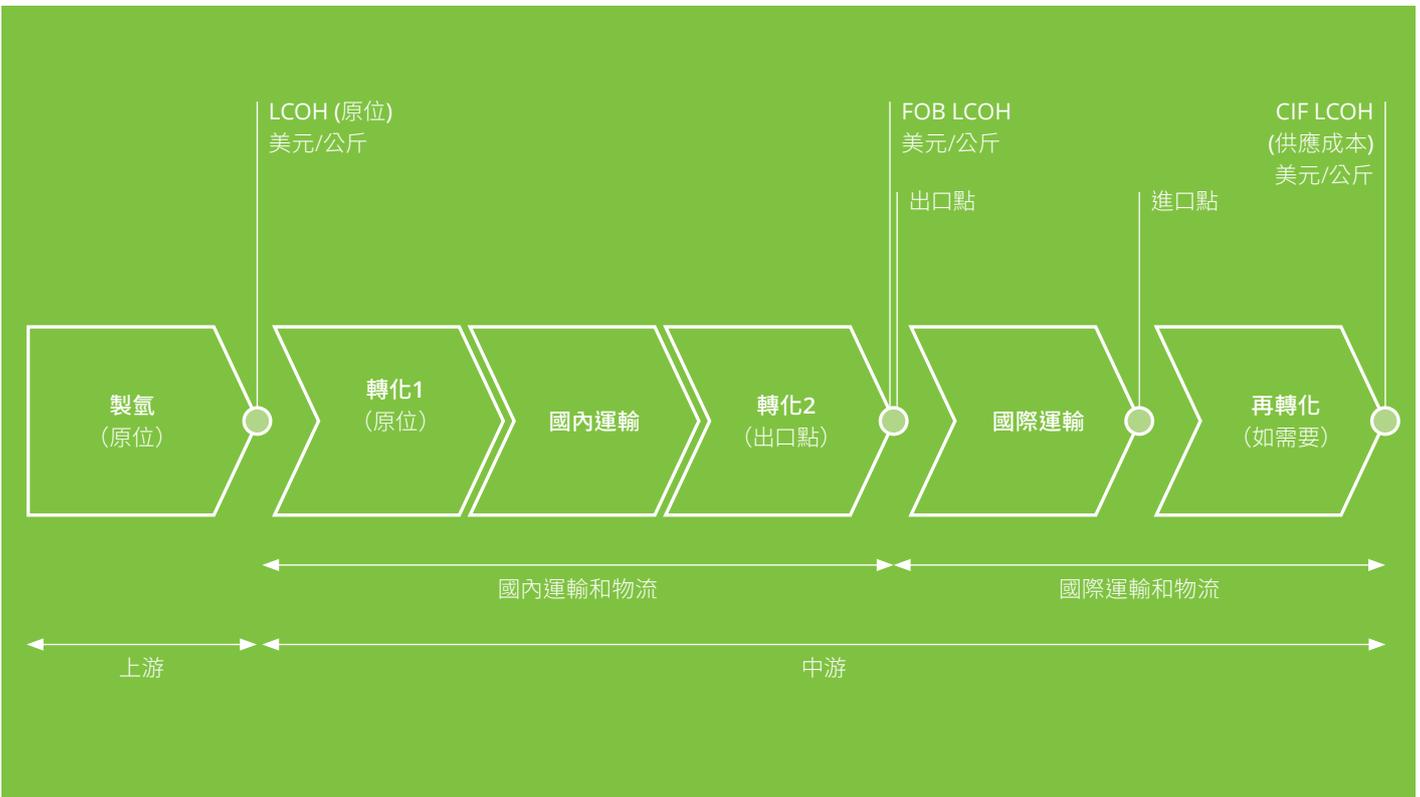
# 上游：製氫

## 綠氫

在 HyPE 模型，綠氫可以透過電解成為再生能源（風能和太陽能）或藉由基於生物質的製程中取得（生物質重整、生物熱解），這些技術在某些情況下可以實現負排放。從系統層面的最佳化而言，可以利用生物質生產綠氫，抵消與某些工業技術相關的殘餘排放，例如在碳中和的背景生產藍氫。如果無法抵消，利用生物質生產綠氫（實現負排放）就不具經濟可行性，因為它與其他潔淨氫能供應選擇相比要昂貴得多。本項研究重點關注不受排放抵消限制的潔淨氫能市場。因此，我們主要關注通過電解方式製取綠氫，而透過生物質製氫不在本項研究範圍內。

利用再生能源製取綠氫取決於當地再生能源條件，如風速、太陽輻照以及是否有合適的土地和水源。HyPE 用於估計生產綠氫的太陽能和風能資源的方法基於 (Ruiz et al., 2019) 和 (Milbrandt and Mann, 2006)。再生能源裝置和電解槽的固定和可變成本主要出自 (Miller, Arun S. K. and Roy, 2017) 和 (Schmidt, 2017)。HyPE 利用 1°到 2.5°的可調節網格繪製世界地圖，將這些網格投射到全球選定的國家，計算可用於綠氫生產的風能和太陽能潛力，網格總共多達 38,000 個。對於每個網格，使用來自哥白尼 -ERA5 資料集

圖 23：氫進口價值鏈<sup>36</sup>



資料來源：Deloitte analysis

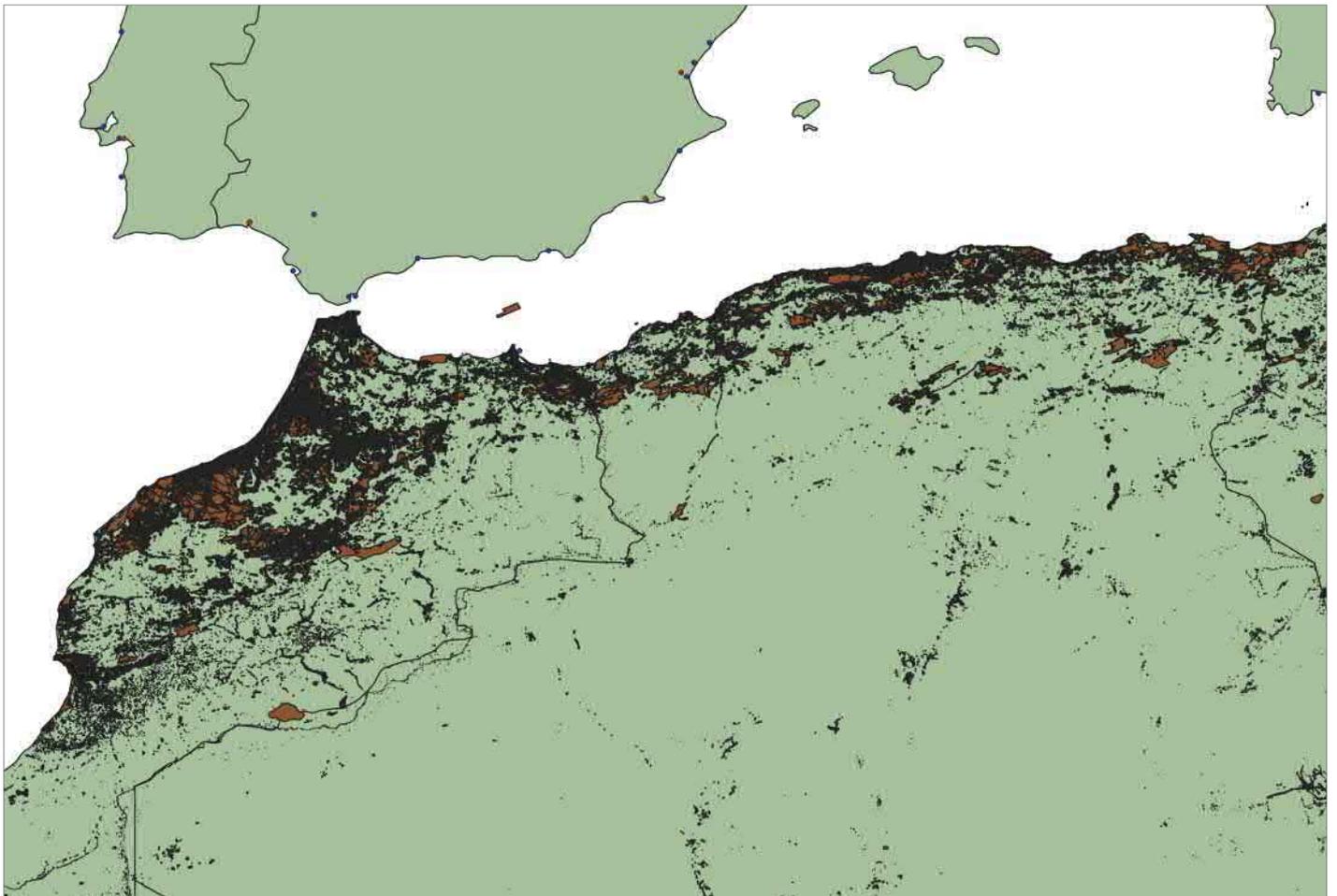
<sup>36</sup> \*FOB：離岸價格。 \*\*CIF：到岸價格。

的年度風速時間序列和年度太陽輻射時間序列來計算該網格中心位置的太陽能發電和風電容量係數。因此，每小時氫氣產量根據 2016 年的天氣資料得出。對於陸上風力渦輪機，考慮了 130 公尺的輪轂高度和相應的功率曲線，以獲得每個網格的小時風力。具有優化傾斜角度（作為單元緯度的函數）的固定地面光伏系統被考慮用來代表模型中的太陽能發電廠。

每個網格可用於安裝風能和太陽能裝置的最大可用土地面積為確定綠氫供應潛力奠定了基礎。可用土地包括該網格的總面積，不包括被水體、森林、自然公園、城市覆蓋的土地，以及目前用於（或計畫用於）任何經濟活動的土地，如工業或農業用地。這些再生能源潛力被用來確定每個網格的綠氫供應潛力（見圖 24）。根據 ENSPRESO 資料庫的假設 (Ruiz et al., 2019)，僅有 5% 和 1.5% 的剩餘可用土地被考慮用於風力渦輪機和太陽能電池板的設置。在給定表面的可裝機容量可使用太陽能和風能技術的功率密度來計算。本報告認為太陽能的功率密度為  $85\text{MW}/\text{km}^2$ ，陸上風能的功率密度為  $10\text{MW}/\text{km}^2$  (Tröndle, 2020)。

再生能源裝置不能隨意安裝，其裝機容量的年增長率受到技術和國家設置率的限制。這些設置率的設定旨在仿效行業和監管的嚴格要求，防止行業發展速度過快。

圖 24：利用土地使用資料確定可用於再生能源裝置的最大空間



資料來源：Deloitte 分析

## 綠氫成本計算公式

根據上述土地使用限制，HyPE 計算出全球每個網格和模擬時間段的平準化製氫成本 (LCOH)。該計算方法使用經濟特徵，如設備成本 (見表 2) 和本土因素 (如融資成本、自然資源、薪資水準，見圖 26)，可以計算出高解析度的全球 LCOH 地圖，如下面公式所示。

$CAPEX_{tech,y}$  — 某項生產技術在第  $y$  年的初始投資

$OPEX_{tech,y}$  — 該項生產技術在第  $y$  年的維護與營運成本

$WACC_{tech,y,country}$  — 每項生產技術在該國第  $y$  年的加權平均資本成本

$E_{tech,cell}$  — 每項生產技術的年能量輸出 (單位：公斤氫)

$CF_{h,tech,cell}$  — 容量係數-生產網格-一千瓦裝機容量所產生的能量 (單位：瓩)

$\eta_{electrolysis}$  — 電解槽的耗電 (單位：公斤/瓩)

$lt_{tech}$  — 生產技術的使用年限

$$LCOH_{tech,y,country} = \frac{CAPEX_{tech,y} + \sum_{t=1}^{lt_{tech}} \frac{OPEX_{tech,y}}{(1 + WACC_{tech,y,country})^t}}{\sum_{t=1}^{lt_{tech}} \frac{E_{tech,cell}}{(1 + WACC_{tech,y,country})^t}}$$

$$E_{tech,cell} = \sum_{h=1}^{8760} CF_{h,tech,cell} \times \frac{1}{\eta_{electrolysis}}$$

表 2：製氫技術成本資料

技術	效率 (%)		使用年限 (年)		隔夜成本 (美元/千瓦)		固定運維成本 (美元/千瓦)		可變運維成本	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
SMR	75.8	75.8	25	25	934	934	44	44	0.8 - 1.47	1.68 - 2.11
SMR + CCS	72.2	72.2	20	20	1397	1314	42	39	0.47 - 1.18	0.67 - 1.22
GHR + CCS	83.3	83.3	20	20	870	870	27	27	0.48 - 1.13	0.46 - 0.85
ATR + CCS	73.5	73.5	15	20	812	812	24	24	0.50 - 1.20	0.48 - 0.92
熱解	57.1	57.1	20	20	2312	2312	104	104	0.2 - 1.09	0.14 - 0.71
鹼性電解	69	75	20	20	447	295	7	4	0.61	0.61
PEM電解	64.5	80	7	9	585	440	17	13	0.61	0.61

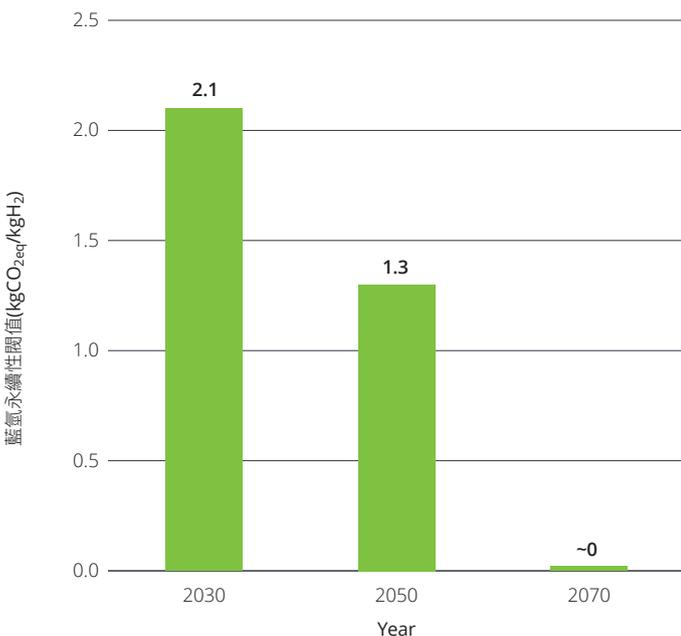
資料來源：Deloitte calculations, based on IEA, Seck et al. and Schmidt.

### 利用天然氣製取低碳氫

天然氣生產國的國內消費軌跡及其天然氣的貿易差額已按照國際能源署最新《世界能源展望》(IEA, 2022) 中的淨零排放路徑進行評估。所有天然氣出口大於進口的生產國和出口小於進口的主要生產國(特別是中國、英國和阿聯酋) 均被考慮在內。鑒於這些國家的天然氣基礎設施完善, 假定生產設施安裝在目前天然氣貿易出口點(管線和/或碼頭) 的位置附近, 以避免產生額外的內陸運輸成本。每個被考慮國家的天然氣生產、貿易差額和可用儲量的資料均出自英國石油公司(BP) 最新《世界能源統計年鑒》(BP, 2022)。考慮到並無新的勘探活動投資, 這些資料的演變已經過調整, 以符合國際能源署的淨零排放路徑(IEA, 2021)。

在本項研究中, 我們認為藍氫應遵循嚴格的環境標準, 才能用於全球貿易。這一觀點與近日出現在決策者議程中的永續或低碳氫的定義一致, 如歐盟(《歐盟分類法》)、英國(《低碳氫標準》) 和美國(《潔淨氫能生產標準》), 均是為了制定潔淨氫能的永續標準。截至目前, 這些永續性定義中最嚴格的要數英國的「低碳氫標準」, 該標準要求到 2025 年藍氫的溫室氣體足跡必須低於 2.4 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>, 涵蓋直接排放(即 CCS 技術的效率) 和與天然氣供應相關的甲烷排放。為了確定在展望期內可以交易的藍氫, 根據 2025 年低於 2.4 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub> 這一最嚴格的標準, 我們推算出在本世紀下半將達到零排放, 因為達到淨零排放還意味著不僅在下游而且在上游也要全面實現範圍 3 減排(圖 25)。由於藍氫永遠不可能達到完全碳中和(不可能減少上游所有天然氣排放和捕獲所有在重整過程中釋放的二氧化碳),

**圖 25: 利用天然氣製取低碳氫應遵守的永續性閾值(可在全球進行交易的先決條件)**



資料來源: Deloitte analysis based on the existing standards and global emission-reduction targets.

這意味著到 2070 年藍氫終將被淘汰。這一限制條件意味著, 藍氫供應將在 2040 年前達到峰值, 因為從現在起應避免對重整裝置進行新的投資, 進而避免擱淺資產出現(假設採用碳捕捉與封存技術的重整裝置的使用期限為 30 年)。

我們評估了兩套基於天然氣的低碳氫供應技術:

- 結合碳捕捉與封存技術重整製氫: 甲烷蒸汽重整 (SMR)、自熱重整 (ATR) 和氣體加熱重整 (ATR/GHR CCS), 均可與碳捕捉和封存 (CCS) 技術相結合。二氧化碳運輸和儲存平均成本計算基於以下假設: 在生產地點周圍的合理距離內有枯竭的油氣田和岩層 (IPCC, 2005)。
- 甲烷高溫裂解製氫(包括炭黑 (carbon black) 副產品收入): 假設甲烷高溫裂解製氫從 2030 年起可用於商業用途。該等技術的相應技術 - 經濟假設見表 2。

假設用於生產低碳氫的天然氣供應成本遵循國際能源署淨零排放情景的區域天然氣價格, 區域天然氣價格透過計算每個區域天然氣井口平準化供應成本進行重新評估。天然氣井口價格透過與每個地區類似類型盆地(即陸上、深層、淺層、超深層) 的典型平均井口成本為基準進行驗證。我們估計的價格與國際能源署的區域天然氣價格十分接近, 因為本項研究遵循國際能源署的邏輯, 即在淨零排放世界沒有新的石油和天然氣勘探和生產投資。計算得出的天然氣價格不包括稅項, 然而, 對未減少的二氧化碳排放(採用碳捕捉與封存技術的重整裝置) 以及上游甲烷排放的補償, 透過假設國際能源署對各個考慮地區的淨零碳價格來計算(IEA, 2022)。

碳捕捉與封存裝置的捕獲率在展望期之初假定為 90%, 到 2050 年線性增至 95%, 為最高的碳捕獲率(英國環境署, 2021 年)。就每個國家而言, 藍氫供應的氣候足跡可以透過計算從天然氣生產到藍氫生產, 其剩餘二氧化碳排放量(採用碳捕捉與封存技術但未捕獲的二氧化碳) 和其上游甲烷排放量(與石油天然氣勘探和生產、天然氣集氣增壓和加工有關的排放) 的總和來計算。這些數值收集自一些國家的科學出版物(如 Alvarez et al., 2018, Zhang et al., 2020)、上報給《聯合國氣候變化框架公約》(UNFCCC, 2021) 的排放資料以及國際能源署甲烷追蹤探測器。隨後, 上游甲烷排放數值被轉換為二氧化碳當量 (CO<sub>2eq</sub>), 同時考慮 20 年的全球變暖潛能值 (GWP20) (甲烷的 GWP20 等於 82.5 CO<sub>2eq</sub>, IPCC, 2021)。假設從 2040 年開始採用最先進的甲烷減排技術, 並按照國際能源署甲烷追蹤器減排潛力中不同技術的減排潛力, 在 2050 年之前趨於成熟(詳細數值參見歐盟氫能報告 Hydrogen for Europe, 2022)。

## 商品

本研究將純氫及其主要衍生物供應看作是能夠滿足潔淨氫能需求的商品：氫（ $\text{NH}_3$ ）、甲醇（ $\text{CH}_3\text{OH}$ ）和合成航空燃料（分子式為  $\text{C}_{12}\text{H}_6$  的電子煤油）

根據線性優化方式，計算出氫的相應轉化成本和每種商品的具體運輸成本。不同商品同樣面臨產能約束問題，因此各個網格上生產的商品應為最佳選擇，以最大限度降低氫及其衍生物的供應和運輸成本。

## 中游運輸

我們根據生產地點和交貨地點之間的距離，設想了幾種運輸路線，並按照技術中立原則將其納入建模框架。

### 氫能國內運輸

對於內陸運輸，我們考慮了多種方案：氫氣卡車（壓縮氫氣或氨氣卡車）；如果條件允許，還可以考慮改造國內現有的天然氣管道用於輸送氫氣。對於綠氫供應，我們也考慮透過電網（主要是針對歐洲等擁有先進電網的地區）進行異地製氫。對於氫衍生物（氫、甲醇和 SAF），僅考慮在消費地點進行轉化以供國內使用，以及在出口地點轉化以供出口。

### 氫能國際運輸

跨國氫能運輸主要透過管道運輸和海上油輪運輸（氫氣或其衍生物運輸）。若必須逐步淘汰天然氣才能在 2050 年之前實現氣候中和目標，到 2040 年部分天然氣管線可能會被改用於輸送氫氣，也可能會更早。預計其中一些管線為單向輸送，而另一些管道可以雙向輸送，以實現最佳貿易分配。為了計算管道輸送氫氣的 LCOH 構成，全球能源監測組織（GEM）在全球天然氣基礎設施追蹤器（GGIT）上收集了關於互聯器、路線、長度和輸送量的假設（見以下表 3）。改造後的管線將能夠實現與改造前天然氣管線相同的輸氣能力。氫氣注入管道的位置根據天然氣網路拓撲結構和現有壓縮站決定，其中每個國家僅考慮設置一個注入點和提取點。

海運是在全球範圍內運輸氫氣最便利的選擇。在地理上符合條件的各個國家均可以為海上貿易建立合適的碼頭（內陸國家可利用其鄰國的港口）。HyPE 模型包含 95 個海運碼頭和連接這些碼頭的 1,500 多條貿易航線。在計算相應的海運距離時，已將油輪可以通過蘇伊士運河，但無法通過巴拿馬運河的情況納入考量，因為目前大型液化天然氣油輪無法繞過後者。

純氫可以透過液化氫、液體有機氫載體的形式運輸，或轉化為氨進行運輸，並在進口碼頭再轉化為氫，後者為在長距離運輸中成本最低。氫衍生物也可以在航運出口之前進行轉化，以降低運輸成本。氫及其衍生物的運輸成本假設見表 4 和表 5。

表 3：改造後的管道

出口國	進口國	改造年份	最大輸氣量 (單位：百萬噸氫氣/年)	長度 (單位：公里)
美國	加拿大	2040年	15.1	3,848
美國	墨西哥	2040年	5.57	302
伊朗	土耳其	2040年	3.71	2,577
挪威	比利時	2040年	14.2	1,150
突尼西亞	義大利	2030年	6.17	155
阿爾及利亞	義大利	2030年	6.17	1,075
阿爾及利亞	西班牙	2040年	3.10	757
阿爾及利亞	西班牙	2040年	3.10	210
阿爾及利亞	西班牙	2040年	4.80	1,082
摩洛哥	西班牙	2040年	4.80	45
土耳其	希臘	2040年	3.07	110
俄羅斯	中國	2040年	13.1	1,067
烏茲別克	中國	2040年	6.12	1,645
哈薩克	中國	2040年	7.65	1,115
土庫曼	中國	2040年	37.3	1,833

資料來源：Deloitte analysis based on Global Gas Infrastructure Tracker data.

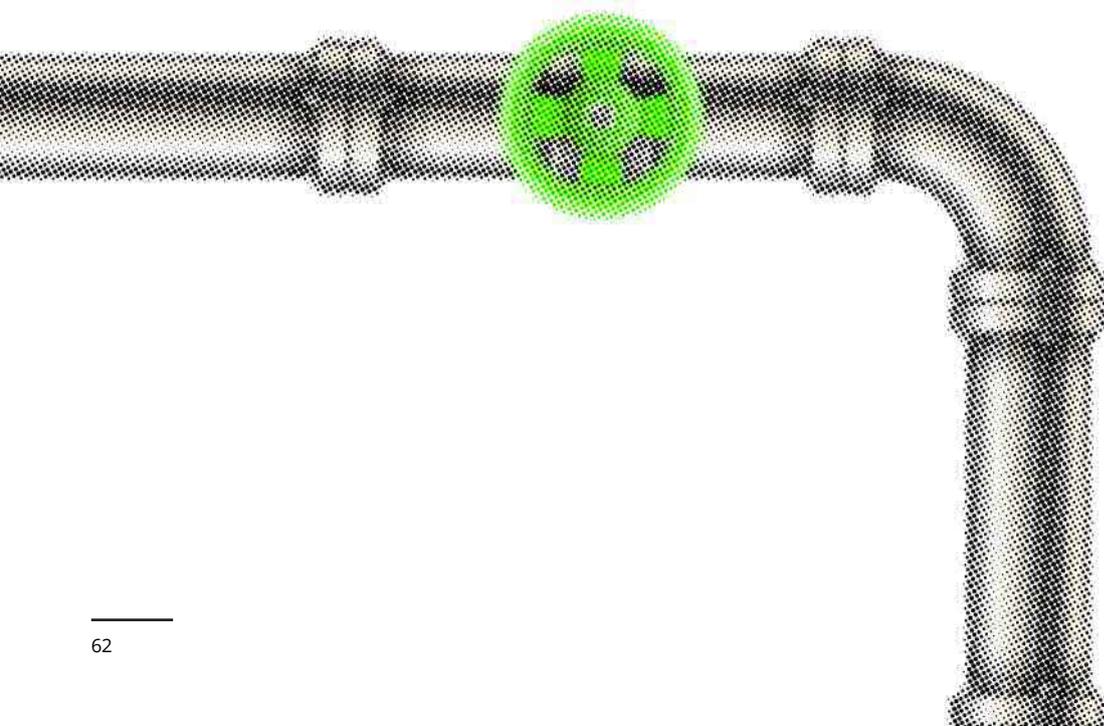


表 4：氫及其衍生物的電網、管線和公路運輸成本

運輸方式	生產	轉化 <sup>48</sup> (如有)	運輸 <sup>49</sup>	再轉化 (如有)	單位
通過電網將電能輸送到用電地點進行製氫	利用網格中所有用的再生能源		電網 (2030年) 成本 = 0.45 <i>D</i> (2050年) 成本 = 0.39 <i>D</i> <i>D</i> : 距離		注入點 (消費區域或出口碼頭)  美元/公斤氫/1000公里
管線			氫運輸管道 成本 = 0.13 <i>D</i> + 0.01 <i>D</i> : 距離		
卡車	利用網格中所有可用資源 — 取決於可用的技術和資源		天然氣卡車 (2030年) 成本 = 3.02 <i>D</i> + 0.29 (2050年) 成本 = 2.92 <i>D</i> + 0.27 <i>D</i> : Distance		
通過液氨卡車運輸氫		氨合成	液態甲醇卡車 (2030年) 成本 = 0.66 <i>D</i> + 0.05 (2050年) 成本 = 0.51 <i>D</i> + 0.03 <i>D</i> : 距離		
液氨卡車		(2030年) 0.44 (2050年) 0.35	催化氨氣裂解製氫 (2030) 0.27 (2050) 0.22		
甲醇卡車		甲醇合成	液態甲醇卡車 (2030年) 成本 = 0.51 <i>D</i> + 0.03 (2050年) 成本 = 0.39 <i>D</i> + 0.02 <i>D</i> : 距離		
		(2030年) 1.60 (2050年) 1.36			
合成航空燃料卡車		SAF合成	液態SAF卡車 (2030年) 成本 = 0.16 <i>D</i> + 0.01 (2050年) 成本 = 0.13 <i>D</i> + 0.01 <i>D</i> : 距離		
	(2030年) 1.50 (2050年) 1.26				

資料來源：The Hydrogen 4EU project.

<sup>48</sup> 轉化與再轉化成本包含轉化反應器的投資成本與相關過程之用電成本。每個國家的電價皆各別計算，2030年之價格介於15美元/兆瓦時到150美元/兆瓦時，2050年為20美元/兆瓦時到175美元/兆瓦時。

<sup>49</sup> 運輸成本包含通過電網運輸的輸電路線與相關電力電子設備的投資、營運與維護成本，以及運輸車輛和天然氣管道的投資、壓縮與運輸燃料成本。甲醇和合成航空燃料可以向氨一樣透過油槽運輸，因此這些氫氣生物的固定和運輸成本可以透過重量與體積能量之密度進行分析，並從氨的運輸成本推算得知。

表 5：氫及其衍生物的貨運成本

運輸方式	出口港口處的商品	轉化 <sup>50</sup> (如有)	運輸 <sup>51</sup>	再轉化 (如有)	進口港口處的商品	單位			
透過液態氫運輸氫氣	氫	新建的專用出口碼頭(包括倉庫)	液氫運輸		進口港口：改造後的專用進口碼頭	氫			
			(2030年)成本 = $0.09 D + 0.88$ (2050年)成本 = $0.08 D + 0.68$ D: 距離						
透過氨運輸氫氣	氫		氨合成	液氫運輸		催化氨氣裂解製氫	氫		
			(2030年) 0.44 (2050年) 0.35	(2030年) 成本 = $0.02 D + 0.09$ (2050年) 成本 = $0.01 D + 0.07$ D: 距離		(2030年) 0.27 (2050年) 0.22			
氨氣運輸	氫		氨合成	液氫運輸			氨		
	氨		(2030年) 0.44 (2050年) 0.35					(2030年) 成本 = $0.02 D + 0.09$ (2050年) 成本 = $0.01 D + 0.07$ D: 距離	
甲醇運輸	氫		甲醇合成	液態甲醇運輸				甲醇	
	甲醇		(2030年) 1.60 (2050年) 1.36						(2030年) 成本 = $0.01 D + 0.08$ (2050年) 成本 = $0.01 D + 0.06$ D: 距離
合成航空燃料運輸	氫氣		SAF合成	液態SAF運輸					液氫運輸
	可持續航空燃料 (SAF)		(2030年) 1.50 (2050年) 1.26						

美元/公斤氫/1000公里

資料來源：The Hydrogen 4EU project.

<sup>50</sup> 轉化與再轉化成本包含轉化反應器的投資成本與相關過程之用電成本。每個國家的電價皆各別計算，2030年之價格介於 15 美元 / 兆瓦時到 150 美元 / 兆瓦時，2050 年為 20 美元 / 兆瓦時到 175 美元 / 兆瓦時。

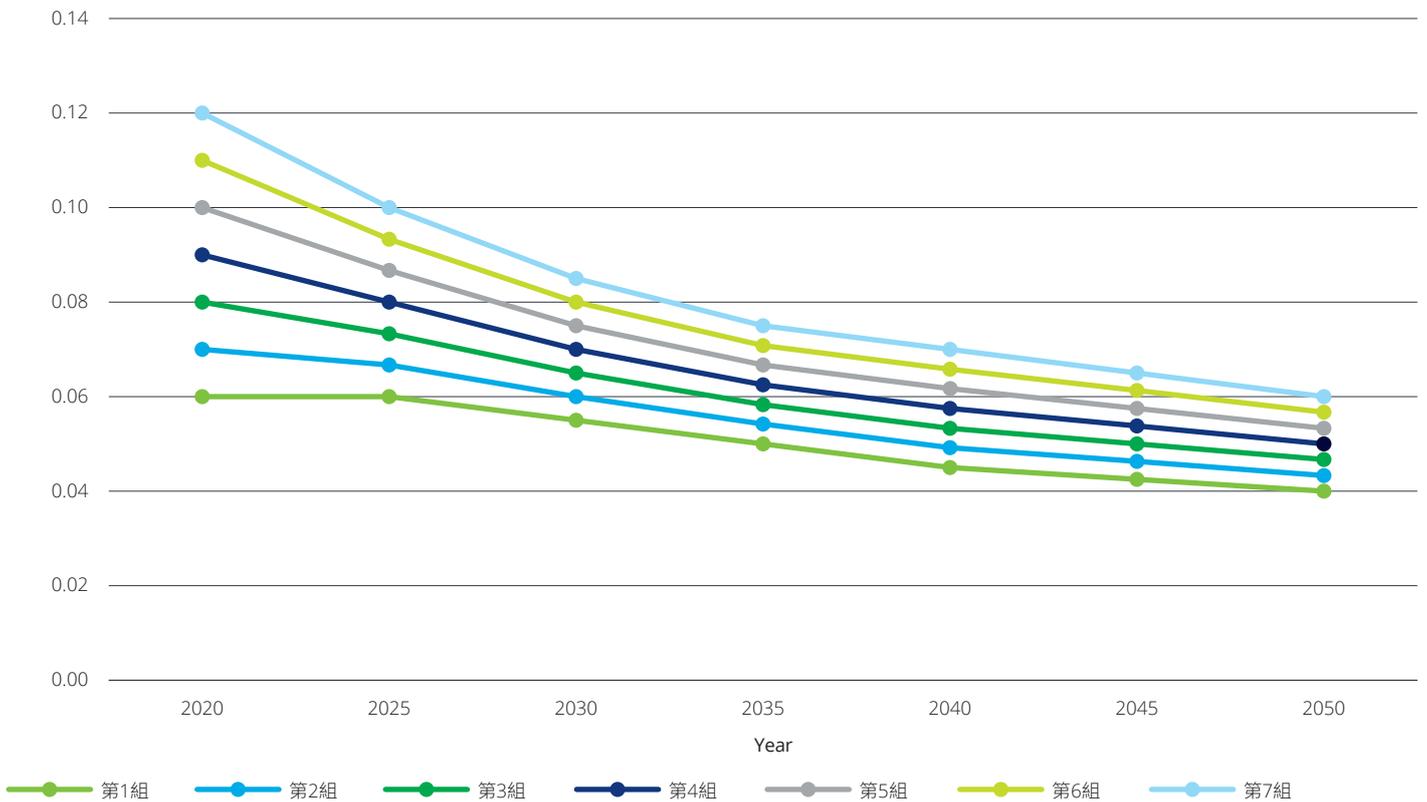
<sup>51</sup> 運輸成本包含航運基地投資及固定營運、維護成本、郵輪的營運、投資與燃料成本（依照每公斤平均裝運的商品計算）。

## 國別資本成本計算

與任何投資一樣，潔淨氫能項目的資本成本必須反映其風險狀況，尤其是當地的監管和政治風險。這將影響 LCOH 的計算。在實踐中，根據經濟合作暨發展組織 (Organization for Economic Cooperation and Development, 簡稱 OECD) 針對官方支援出口信貸的國家風險分類，將經濟合作暨發展組織 (Organization for Economic Cooperation and Development, 簡稱 OECD) 各成員國分為七個不同的組別。<sup>52</sup> 當前加權平均資本成本水準的下限和上限來自 (IRENA, 2022)，而未來數值則根據文獻中的期望值進行推算。可採用這種方法估算基於國家相關風險予以調整的加權平均資本成本 (WACC)，以用於計算 LCOH。

根據我們的估算，2020 年，WACC 的水準介於 6% (西歐、北美洲或澳洲等經濟穩定國家) 至 12% (伊朗或阿根廷等面臨政治局勢或貨幣長期不穩定的國家) 之間 (見圖 26)。由於氫氣技術的逐步採用和需求的增加將降低項目風險，WACC 出現下行趨勢，並且在不同國家組別之間下行趨勢日漸相似，這模擬了金融風險轉移機制不斷完善或借助優惠性 (或國際) 融資帶來的影響。

圖 26：計算 LCOH 時使用的國別 WACC



資料來源：Deloitte estimates based on OECD country risk classification.

<sup>52</sup> 參考：<https://www.oecd.org/trade/topics/export-credits/arrangement-and-sector-understandings/financing-terms-and-conditions/country-risk-classification/>

# 參考文獻

African Hydrogen Partnerships (2019) Green African Hydrogen Bonds, Financing the Green African Hydrogen Deal.

Alessandria, G., Horag, C. and Ruhl, K.J. (2021) Trade adjustment dynamics and the welfare gains from trade', *Journal of International Economics*, 131. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0022199621000350> (Accessed: 20 January 2023) .

Ali Khan, M.H. et al. (2021) 'Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in Australia', *iScience*, 24 (6) , p. 102539. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102539>.

Ansari, D. (2022) 'The Hydrogen Ambitions of the Gulf States - Achieving Economic Diversification while Maintaining Power' .

Ariadne-Analysis (2022) 'Securing hydrogen imports: Import needs, risks and strategies on the way to climate neutrality' , p. 38.

Aw, B.Y., Roberts, M.J. and Xu, D.Y. (2011) 'R&D Investment, Exporting, and Productivity Dynamics', *American Economic Review*, 101 (4) , pp. 1312–1344. Available at: <https://doi.org/10.1257/aer.101.4.1312>.

Benkovskis, K. et al. (2017) 'Export and productivity in global value chains : Comparative evidence from Latvia and Estonia | OECD Economics Department Working Papers | OECD iLibrary' , OECD Economics Department Working Papers [Preprint], (1448) . Available at: [https://www.oecd-ilibrary.org/economics/export-and-productivity-in-global-value-chains\\_cd5710c4-en](https://www.oecd-ilibrary.org/economics/export-and-productivity-in-global-value-chains_cd5710c4-en) (Accessed: 20 January 2023) .

Bledsoe, P. and Sykes, E. (2022) 'America's Clean Energy Transition Requires Permitting Reform' .

BP (2022) bp Statistical Review of World Energy. 71.

Caliendo, L. and Parro, F. (2015) 'Estimates of the Trade and Welfare Effects of NAFTA' , *The Review of Economic Studies*, 82 (1 (290) ) , pp. 1–44.

Cassiman, B., Golovko, E. and Martínez-Ros, E. (2010) 'Innovation, exports and productivity' , *International Journal of Industrial Organization*, 24 (4) , pp. 372–376.

De Loecker, J. (2013) 'Detecting Learning by Exporting' , *American Economic Journal: Microeconomics*, 5 (3) , pp. 1–21. Available at: <https://doi.org/10.1257/mic.5.3.1>.

Deloitte (2022) 'Transform to React: Climate Policy in the New World Order' . Deloitte. Available at: <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/gx-transform-to-react-climate-policy-new-world-order.html>.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2022) 'Hydrogen strategy update to the market, July 2022' .

Galindo Cifre, P. and Badr, O. (2007) 'Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol' , *Energy Conversion and Management*, 48 (2) . Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.06.011>.

Gielen, D. (2021) 'Critical Materials for the Energy Transition' .

Guidehouse (2021) Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Gas for Climate. Available at: [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/2021-ehb-analysing-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2021-ehb-analysing-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen/).

Heidi Garrett-Peltier (2017) 'Green versus brown: Comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model' , *Economic Modelling*, (61) , pp. 439–447.

Hydrogen for Europe (2022) Charting pathways to enable net zero. Deloitte Finance - IFPEN - Carbon Limits - SINTEF.

Hydrogen4EU (2021) 'Hydrogen for Europe: Charting pathways to enable net zero' . Available at: <https://www.hydrogen4eu.com/>.

Hydrogen4EU (2022) 'Hydrogen for Europe: Charting pathways to enable net zero' . Available at: <https://www.hydrogen4eu.com/>.

IEA (2019a) Innovation Gaps. IEA, Paris.

IEA (2019b) Solar Energy: Mapping the Road Ahead – Analysis. IEA, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/solar-energy-mapping-the-road-ahead> (Accessed: 16 February 2023) .

IEA (2019c) 'The Future of Hydrogen' . International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

IEA (2020a) 'If the energy sector is to tackle climate change, it must also think about water' .

IEA (2020b) 'Projected Costs of Generating Electricity 2020' , *Journal*, 9 (15) , p. 657.

IEA (2021a) 'Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector' . International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

IEA (2021b) Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> (Accessed: 24 January 2023) .

IEA (2021c) The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions. IEA, Paris.

IEA (2022a) Africa Energy Outlook 2022. IEA, Paris.

IEA (2022b) Electrolysers. IEA, Paris.

IEA (2022c) 'Hydrogen: Energy system overview' . International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>.

IEA (2022d) World Energy Investment 2022' .

IEA (2022e) 'World Energy Outlook 2022' . International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

IPCC (2021) 'In: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., Connors, S. L., Péan, C., Berger, S., Caud, N., Chen, Y., Goldfarb, L., Gomis, M. I., Huang, M., Leitzell, K., Lonnoy, E., Matthews, J. B. R., Maycock, T. K., Waterfield, T., Yelekçi, O., Yu, R. and Zhou, B. (eds.) Climate Change 2021: The Physical Science Basis.' Intergovernmental Panel on Climate Change. Available at: <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-i/>.

IPCC, I. (2018) 'Summary for policymakers. In: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P.R., Waterfield, T. (Eds.) , Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C Above Preindustrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to Climate

Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty.’

IRENA (2021a) Green hydrogen supply: A guide to policy making. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2021b) Renewable power generation costs in 2021. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2022a) Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen> (Accessed: 16 November 2022) .

IRENA (2022b) ‘Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Green Hydrogen Cost and Potential’ . International Renewable Energy Agency. Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>.

IRENA (2022c) Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2022d) World Energy Transitions Outlook 1.5°C Pathway. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva. Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/mar/world-energy-transitions-outlook-2022> (Accessed: 25 January 2023) .

Kasahara, H. and Lapham, B. (2013) ‘Productivity and the decision to import and export: Theory and evidence’ , *Journal of International Economics*, 89 (2) , pp. 297–316. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jinteco.2012.08.005>.

Khan, M.A. et al. (2021) ‘Seawater electrolysis for hydrogen production: a solution looking for a problem?’ , *Energy & Environmental Science*, 14 (9) , pp. 4831–4839. Available at: <https://doi.org/10.1039/D1EE00870F>.

Kiemel, S. et al. (2021) ‘Critical materials for water electrolyzers at the example of the energy transition in Germany’ , *International Journal of Energy Research*, 45 (7) , pp. 9914–9935. Available at: <https://doi.org/10.1002/er.6487>.

Li et al. (2022) ‘Safety of hydrogen storage and transportation: An overview on mechanisms, techniques, and challenges’ , *Energy Reports*, 8. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.067>.

Melitz, M.J. and Redding, S.J. (2015) ‘New Trade Models, New Welfare Implications’ , *The American Economic Review*, 105 (3) , pp. 1105–1146.

Moody’s (2022) Carbon Transition – Global: Green hydrogen may help carbon transition, but implementation risks are high.

Patonia, A. and Poudineh, R. (2022) Global trade of hydrogen what is the best way to transfer hydrogen over long distances? Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

Piebalgs and Kneebone (2022) Redrawing the EU’s energy relations : getting it right with African renewable hydrogen. Policy Briefs 50. Florence School of Regulation. Available at: <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/74890> (Accessed: 17 January 2023) .

Raab, M., Maier, S. and Dietrich, R.-U. (2021) ‘Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media’ , *International Journal of Hydrogen Energy*, 46 (21) , pp. 11956–11968. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.213>.

Ricardo, M.C. (2020) ‘The world merchant fleet in 2020’ .

Rogelj, J. et al. (2018) ‘Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 °C’ , *Nature Climate Change*, 8. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0091-3>.

Rosenow, J. (2022) ‘Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review’ , *Joule* [Preprint]. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.015>.

Seck, G.S. et al. (2022) ‘Hydrogen and the decarbonization of the energy system in Europe in 2050: A detailed model-based analysis’ , *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167 (112779) . Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112779>.

[org/10.1016/j.rser.2022.112779](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112779).

Shirizadeh, B. and Quirion, P. (2022) ‘The importance of renewable gas in achieving carbon-neutrality: Insights from an energy system optimization model’ , *Energy*, 255 (124503) . Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124503>.

Smith, C., Hill, A.K. and Torrente-Murciano, L. (2020) ‘Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape’ , *Energy & Environmental Science*, 13 (2) . Available at: <https://doi.org/10.1039/C9EE02873K>.

Stöckl, F., Schill, W.-P. and Zerrahn, A. (2021) ‘Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen’ , *Nature Scientific reports*, 11. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92511-6>.

UK Environment Agency (2021) ‘Post-combustion carbon dioxide capture: best available techniques (BAT)’ . GOV.UK. Available at: <https://www.gov.uk/guidance/post-combustion-carbon-dioxide-capture-best-available-techniques-bat>.

UNFCCC (2015) ‘United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris Agreement’ .

United Nations (2022) World Population Prospects 2022: Summary of Result. United Nations Department of Economic and Social Affairs, Population Division. Available at: [https://www.un.org/development/desa/pd/sites/www.un.org/development/desa/pd/files/wpp2022\\_summary\\_of\\_results.pdf](https://www.un.org/development/desa/pd/sites/www.un.org/development/desa/pd/files/wpp2022_summary_of_results.pdf) (Accessed: 18 January 2023) .

Van de Graaf, T. et al. (2020) ‘The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen’ , *Energy Research & Social Science*, 70, p. 101667. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101667>.

Waisman, H., De Connick, H. and Rogelj, J. (2019) ‘Key technological enablers for ambitious climate goals: insights from the IPCC special report on global warming of 1.5 °C’ , *Environmental Research Letters*, 14 (11) . Available at: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab4c0b>.

Zhou, Y., Searle, S. and Pavlenko, N. (2022) ‘Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe’ . ICCT Working Paper. Available at: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-us-europe-current-future-cost-ekerosene-us-europe-mar22.pdf>.

Zhu, K. et al. (2020) ‘Impact of climatic, technical and economic uncertainties on the optimal design of a coupled fossil-free electricity, heating and cooling system in Europe’ , *Applied Energy*, 262 (114500) . Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114500>.

# 編輯群



**Prof. Dr. Bernhard Lorentz**  
**Deloitte Center for Sustainable Progress (DCSP) Founding Chair Partner | Deloitte Germany**  
+49 15114881437  
blorentz@deloitte.de

Bernhard is Managing Partner and the Founding Chair of the Deloitte Center for Sustainable Progress (DCSP). He has been working on climate change, energy policy and the consequences for politics, industry, and society since the 1990s. Bernhard is a renowned policy advisor, especially focusing on global energy and decarbonization strategies. In his role, he acts at the interface between government, industry and academia, advising clients in the automotive, chemical, basic materials and financial industries.



**Dr. Johannes Trüby**  
**Deloitte Economics Institute Partner | Deloitte France**  
+33 1 55 61 62 11  
jtruby@deloitte.fr

Johannes is a Partner in Economic Advisory at Deloitte France and a specialist in energy markets. He has extensive experience in issues of energy system modeling and prospective simulations. Johannes has been advising clients on clean hydrogen over the last three years focusing on government roadmaps, industry decarbonization and hydrogen business models. He joined Deloitte after several years at the International Energy Agency where he worked for the World Energy Outlook.



**Dr. Felix Chr. Matthes**  
**Öko-Institut, Institute for Applied Ecology Germany**  
+49 30 405085 381  
f.matthes@oeko.de

Felix Chr. Matthes is research coordinator for energy and climate policy at the Institute for Applied Ecology (Öko-Institut) in Berlin, Germany. He served as a scientific member of the German Bundestag's Study Commission on Sustainable Energy from 2000 to 2003 and was appointed in 2011 as a member of the Advisory Group to the European Commission on the Energy Roadmap 2050. His work focuses on the analysis of decarbonization strategies and the development of policy instruments for a climate-neutral future.



**Dr. Pradeep Philip**  
**Deloitte Economics Institute Partner | Deloitte Australia**  
+61 416 214 760  
pphilip@deloitte.com.au

Pradeep Philip is a partner leading Deloitte Access Economics in Asia Pacific. With deep expertise in economics, Pradeep has operated as a senior government bureaucrat at the highest level of public policy. He is a national Board member of CEDA and a member of the Advisory Board of the Melbourne School of Government at the University of Melbourne.



**Sébastien Douguet**  
**Deloitte Economics Institute**  
**Director | Deloitte France**  
+33 6 71 13 08 55  
sdouguet@deloitte.fr



**Dr. Behrang Shirizadeh**  
**Deloitte Economics Institute**  
**Manager | Deloitte France**  
+33 6 70 26 84 19  
bshirizadeh@deloitte.fr



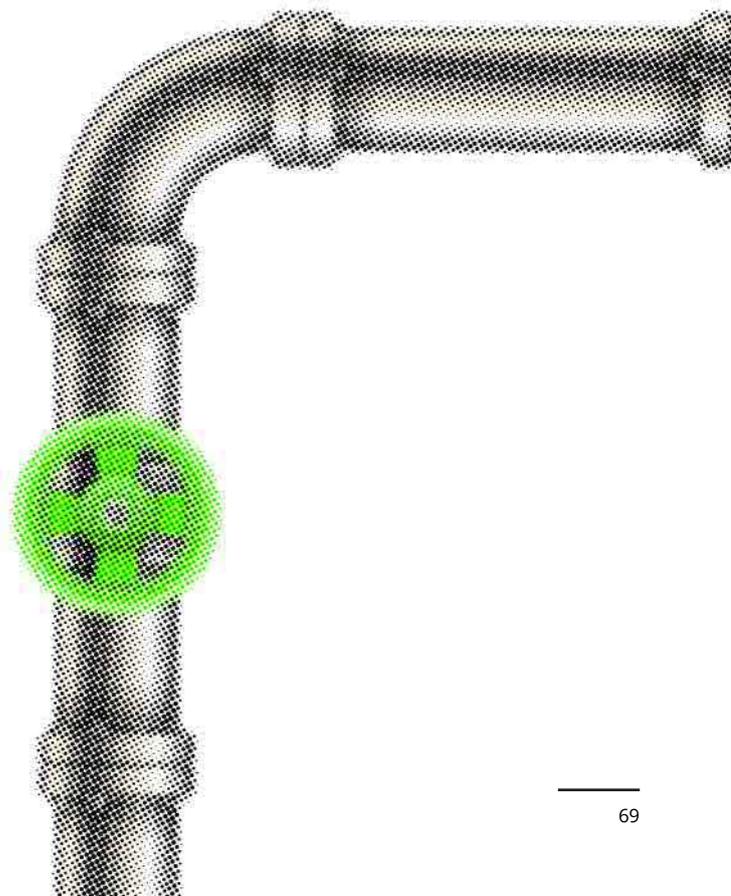
**Dr. Emmanuel Bovari**  
**Deloitte Economics Institute**  
**Manager | Deloitte France**  
+33 6 32 01 70 14  
ebovari@deloitte.fr



**Aurélien Ailleret**  
**Deloitte Economics Institute**  
**Consultant | Deloitte France**  
+33 1 58 37 94 20  
ailleret@deloitte.fr



**Augustin Guillon**  
**Deloitte Economics Institute**  
**Consultant | Deloitte France**  
+33 1 40 88 15 11  
aguillon@deloitte.fr



# 聯絡我們

**溫紹群 資深執行副總經理 Rick Wen**

能源、資源與工業兼工業產品與營建產業負責人

rickswen@deloitte.com.tw

**莊碧玉 資深會計師 Eva Chuang**

能源與化學產業負責人

evachuang@deloitte.com.tw

**林孟衛 合夥律師 David Lin**

電力、公用事業與再生能源產業負責人

davidmlin@deloitte.com.tw

**許瑞軒 資深會計師 Stephen Hsu**

礦業與金屬產業負責人

stehsu@deloitte.com.tw

**龍小平 資深執行副總經理 Wilson Lung**

財務顧問服務

wlung@deloitte.com.tw

**朱孝甫 執行副總經理 Sam Chu**

財務顧問服務

samhchu@deloitte.com.tw

**專案聯絡**

**蘇嫻心 Peihsin Su**

能源、資源與工業產業專案主任

pesu@deloitte.com.tw

**簡宏偉 執行副總經理 Howard Jyan**

風險諮詢服務

hjyan@deloitte.com.tw

**李介文 執行副總經理 Cathy Lee**

風險諮詢服務

cathyclee@deloitte.com.tw

**張惟桔 資深會計師 Maggie Chang**

稅務諮詢服務

maggiewchang@deloitte.com.tw

**徐瑩瑩 資深會計師 Judy Hsu**

稅務諮詢服務

judyysu@deloitte.com.tw

**蕭智仁 副總經理 Chihjen Hsiao**

管理顧問服務

chihhsiao@deloitte.com.tw

**潘晴 Sunny Pan**

能源、資源與工業產業專員

sunpan@deloitte.com.tw



# Deloitte.

Deloitte泛指Deloitte Touche Tohmatsu Limited (簡稱"DTTL"),以及其一家或多家會員所網絡及其相關實體(統稱為"Deloitte 組織")。DTTL(也稱為"Deloitte全球")每一個會員所及其相關實體均為具有獨立法律地位之個別法律實體,彼此之間不能就第三方承擔義務或進行約束。DTTL每一個會員所及其相關實體僅對其自身的作為和疏失負責,而不對其他行為承擔責任。DTTL並不向客戶提供服務。更多相關資訊[www.deloitte.com/about](http://www.deloitte.com/about)了解更多。

Deloitte 亞太(Deloitte AP)是一家私人擔保有限公司,也是DTTL的一家會員所。Deloitte 亞太及其相關實體的成員,皆為具有獨立法律地位之個別法律實體,提供來自100多個城市的服務,包括:奧克蘭、曼谷、北京、邦加羅爾、河內、香港、雅加達、吉隆坡、馬尼拉、墨爾本、孟買、新德里、大阪、首爾、上海、新加坡、雪梨、台北和東京。

本出版物係依一般性資訊編寫而成,僅供讀者參考之用。Deloitte及其會員所與關聯機構不因本出版物而被視為對任何人提供專業意見或服務。在做成任何決定或採取任何有可能影響企業財務或企業本身的行動前,請先諮詢專業顧問。對於本出版物中資料之正確性及完整性,不作任何(明示或暗示)陳述、保證或承諾。DTTL、會員所、關聯機構、雇員或代理人均不對任何直接或間接因任何人依賴本通訊而產生的任何損失或損害承擔責任或保證(明示或暗示)。DTTL和每一個會員所及相關實體是法律上獨立的實體。