全球氢能展望 2026

International Energy Agency



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 32 Member countries, 14 Association countries and beyond.

IEA Member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Latvia
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Republic of Türkiye
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA Accession countries:

Brazil
Chile
Colombia
Costa Rica
Israel
Romania

IEA Association countries:

Argentina
China
Egypt
India
Indonesia
Kenya
Morocco
Nigeria
Senegal
Singapore
South Africa
Thailand
Ukraine
Viet Nam

This publication, as well as any data and map included herein, are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

摘要

国际能源署 2026 年《全球氢能展望》提供了关于全球氢能生产与需求的最新动态，并指出了政策、基础设施、贸易、投资和创新方面的最新进展。

该报告是清洁能源部长会议氢能倡议的成果，旨在向能源领域相关方更新氢能的现状与未来前景，并为日本主办的氢能能源部长级会议提供参考。

中东地区的冲突正在影响全球氢气及其衍生物，如化肥的供应，暴露出其供应链中的脆弱性。随着能源安全问题在政策议程中的重要性日益提升，今年的报告探讨了低排放氢及氢衍生物在增强能源安全方面可能发挥的作用，并对当前部署情况进行了总结，以评估到 2030 年可实现的氢气使用水平。

本第六版《全球氢能展望》对低排放氢在不同应用领域和地区中可接受的成本构成进行了全新分析。并特别设有一章聚焦非洲地区发展基于低排放氢的新供应链所面临的挑战与机遇。

该报告与氢能生产及基础设施项目数据库和在线氢能追踪系统同步发布。这些资源使用户能够查阅有关已宣布和正在运行的低排放氢气生产和氢能基础设施建设项目的项目级信息与数据。报告还包含已签署的低排放氢气及氢衍生物承购协议的相关信息，以及自 2020 年以来全球范围内已宣布或实施的 1000 多项氢能政策的详细内容。

IEA. CC BY 4.0.

致谢、贡献者及版权信息

《全球氢能展望》由国际能源署（IEA）可持续性、技术和展望司（STO）能源技术政策（ETP）部门编制。本研究由首席能源技术官蒂穆尔·居尔设计并指导。

乌韦·雷梅（氢能与替代燃料部门负责人）在整个项目开发过程中提供了战略指导。何塞·米格尔·贝尔穆德斯·门内德斯（负责生产与需求）和赫里布·布兰科（负责非洲地区、成本可行性及政策）共同协调了报告的分析与编制工作。阿玛利亚·皮萨罗负责贸易与基础设施、投资与创新章节的分析工作。

国际能源署（IEA）的主要作者和贡献者（按字母顺序排列）为：阿尔贝托·阿涅利（投资）、乔瓦尼·安德里亚诺（船运）、西蒙·贝内特（投资）、劳伦斯·克雷特（船运）、伊丽莎白·康奈利（交通）、玛蒂尔德·法雅尔迪（CCUS）、汉内斯·高什（航空）、亚历山大·古伊（工业）、克里斯·金（生产）、卡罗琳娜·拉德罗（生产与基础设施）、森川美子（生产与基础设施）、朱尔斯·帕福鲁（投资）、费德里科·帕罗林（生产）、朱尔斯·塞里（公路运输）、理查德·西蒙（工业）。昆廷·米尼耶为本项目提供了专项支持。

本报告的编写得益于以下国际能源署同事的贡献：马蒂尔迪·阿波斯托卢、丽塔·马德拉、大卫·马丁、德尼兹·乌古尔和彼得·泽涅夫斯基。

国际能源署（IEA）的高级管理层及其他同事提供了宝贵的建议和反馈，特别是劳拉·科齐、蒂姆·古尔德、亚历山德罗·布拉西、保罗·弗兰克尔、丹尼斯·赫塞林、塞西莉亚·谭和彼得·科尔曼。

莉齐·赛耶负责编辑手稿，奥利维亚·纳珀协助完成图形设计。佩尔·安德斯·维德尔在整个过程中提供了必要的支持。

特别感谢于利希系统分析中心的约亨·林森教授及其团队（海蒂·海因里希斯教授、马克西米利安·斯塔加特、克里斯托夫·温克勒），他们对可再生能源制氢成本与潜力进行了模型分析。

同时感谢国际能源署（IEA）传播与数字办公室在报告及网站材料制作和推广方面提供的帮助，特别感谢杰斯罗·穆伦、李·贝利、伊莎贝拉·巴滕、柯蒂斯·布赖纳德、波埃利·博霍尔克、盖勒·布鲁诺、乔恩·卡斯特、阿斯特丽德·杜蒙、梅尔韦·埃尔迪尔、莉芙·冈特、格蕾丝·戈登、朱莉娅·霍罗维茨、奥利弗·乔伊、伊莎贝尔·诺南-塞梅兰、安德烈亚·普龙扎蒂、克拉拉·瓦洛伊斯、露西尔·沃尔。

本项目得益于清洁能源部长会议氢能倡议成员提供的实物和资金支持，包括奥地利、

IEA. CC BY 4.0.

加拿大、德国、日本、荷兰和英国政府以及欧盟委员会。

特别感谢以下组织和倡议机构的宝贵贡献：燃料电池与电解槽技术合作计划、国际氢能技术合作计划、氢能理事会、国际氢能燃料电池协会以及国际经济领域氢能与燃料电池伙伴关系（IPHE）。

同行评审专家为本报告质量提升提供了重要意见，评审专家包括：纳瓦勒·阿尔哈奈、玛丽亚姆·穆罕默德·阿尔沙姆西、阿卜杜拉·塔拉勒·阿尔哈马迪（阿联酋能源部）；阿卜杜勒-阿齐兹·阿利尤（IEAGHG 技术合作计划）；卡蒂斯·阿南达韦尔（加拿大自然资源部）；洛朗·安东尼（国际经济领域氢能与燃料电池伙伴关系）；奥米德·哈埃里·阿达卡尼（加拿大地质调查局）；基亚拉·阿鲁福（Dii 沙漠能源组织）；弗洛里安·奥斯费尔德（德国化工生物技术协会）；阿巴伊·巴克雷（印度新能源和可再生能源部）；亚斯米娜·本梅萨乌德（摩洛哥可持续能源署）；托比亚斯·布洛克（电子燃料联盟）；丹妮尔·博尔赫（巴西能源研究院）；何塞·路易斯·卡沃（西班牙生态转型与人口挑战部）；莉娅·沙尔庞捷（地中海船运集团）；赵艺珍（起亚汽车）；图多尔·康斯坦丁内斯库（欧盟委员会能源总司）；安娜-索菲·科尔博（哥伦比亚大学全球能源政策中心）；琳达·登普西（CF 工业公司）；弗朗切斯科·多尔奇（欧盟委员会联合研究中心）；阿曼迪普·加尔查（加拿大自然资源部）；埃里克·戈谢、让·戈谢（拉瓦锡氢能地质咨询公司）；杰弗里·戈德米尔（GE 威诺瓦公司）；阿涅·格雷罗（哥伦比亚矿业与能源部）；埃米尔·赫尔本（雅拉集团）；斯特凡·赫布斯特（丰田汽车）；金文浩（沙特阿美公司）；迪克·范·霍恩（荷兰经济事务与气候部）；星野达也（三井物产）；奥利维娅·因凡特斯·莫拉莱斯（Moeve 集团）；石泽健二（日本 IHI 株式会社）；莱比卜·赫龙巴利（毛里塔尼亚能源与矿产部）；扬·克伦克（H2Global）；小林善和（日本能源经济研究所）；莱夫·C·克勒格尔（蒂森克虏伯纽塞拉）；托马斯·关（施耐德电气）；加夫列尔·莱拉（伍德赛德能源）；弗朗西斯科·拉韦龙（伊维尔德罗拉公司）；拉斐尔·拉夫拉多尔（巴西能源研究院）；李浩茂（韩国能源经济研究院）；克日什托夫·洛凯（瓦锡兰公司）；康斯坦丁·莱沃扬尼斯（耐尔氢能）；西尔万·马尔康（Mantle8 公司）；保罗·麦科马克（爱尔兰氢能协会）；纳尔逊·莫哈罗（国际船运公会）；永井雅史（千代田化工建设）；玛丽亚·特蕾莎·诺奈（西班牙恩纳加斯公司）；托本·诺高（马士基零碳船运中心）；沼田浩一（丰田汽车）；大平英二（川崎重工业）；雪莉·奥利韦拉（英国石油）；阿尔弗雷多·佩拉尔（雷普索尔公司）；法比奥拉·佩雷拉（葡萄牙能源与地质总局）；加夫列拉·普拉塔迪亚斯（联合国环境规划署）；安德鲁·珀维斯（世界钢铁协会）；亚历山大·劳博尔德（德国联邦经济和能源部）；朱莉娅·雷诺（突破能源基金）；尤利安·罗伊尔（H2Global）；卡拉·罗夫莱多（荷兰经济事务与气候部）；阿古斯丁·亚历杭德罗·罗德里格斯·里乔（托普索公司）；格扎维埃·鲁索（意大利斯南集团）；克洛迪·罗伊（加拿大自然资源部）；索菲·

IEA. CC BY 4.0.

绍尔泰格（英国能源安全与净零部）；罗兰·舒尔茨（欧洲投资银行）；特丽什拉·沙阿（Systemiq 咨询公司）；卡西·尚（加拿大自然资源部）；里基·辛哈（Electric Hydrogen 公司）；迈克尔·史密斯（澳大利亚气候变化、能源、环境与水资源部）；埃琳娜·塔拉拉萨娃（全球海事论坛）；丰田浩平（日本国际协力银行）；冢本善久（丰田汽车）；宇田川典也（日本经济产业省）；诺埃·范·哈尔斯特（荷兰天然气基础设施公司）；塔蒂亚娜·比利亚里尼奥·佛朗哥（福蒂斯丘金属集团）；王菊（国际氢能燃料电池协会）；王利兵（中国华电集团）；迈克尔·韦伯（得克萨斯大学）；沃尔夫拉姆·威尔德（德国联邦经济和能源部）。

IEA. CC BY 4.0.

目录

执行摘要 9
建议 13
引言 15
第 1 章　关于氢能的关键问题 17
第 2 章　氢能需求 37
概述 39
炼油与生物燃料 44
工业领域 49
道路运输 54
船运与航空 59
电力生产 65
第 3 章　制氢 70
概述与展望 72
电解制氢装机部署 78
电解槽制造与成本 83
中国电解制氢产业发展格局 87
配套 CCUS 的化石能源制氢 92
不同技术路线与产品的成本 96
第 4 章　成本可承受性 104
成本可承受性分析 105
区域差异 110
各行业的差异性 114
成本-需求量曲线 117
企业对低碳产品的溢价支付意愿 120
减排成本曲线 123
第 5 章　氢能贸易与基础设施 125
氢能贸易概况与展望 127
输送与地下储氢 133

IEA. CC BY 4.0.

港口基础设施 138
评估市场基础设施需求 144
氢能运输路径 145
第 6 章　投资与创新 152
氢能行业投资 154
公司融资与市场趋势 162
风险投资 162
创新 167
第 7 章　政策 176
公共资金概况 178
战略与目标 180
需求创造 182
降低投资风险 187
认证、标准与法规 191
第 8 章　聚焦非洲 193
区域概况 195
氢能现状及政府战略 196
低排放氢生产潜力 201
电力行业 206
氨和化肥生产 209
钢铁生产 214
氢能在其他行业的应用 219
枢纽 225
近期行动 228
附录 232
注释说明 232

IEA. CC BY 4.0.

执行摘要

中东冲突已扰乱了全球氢基产品的生产和贸易

中东是氢气相关产品的主要生产地，而冲突对该地区的生产造成了严重影响。中东约占全球氢气产量的六分之一，其中大部分用于生产化学品、化肥和精炼石油产品。该地区占全球炼油能力、氨和尿素产量的 10%以上，以及甲醇产量的近 17%。由于供应中断、无法出口产品或遭受军事袭击，多个炼油厂和石化厂已停止运营，其中部分设施因战争影响遭到破坏。对于受损设施而言，恢复运营并恢复到战前水平可能需要数周甚至数月时间。

冲突的后果远远超出了中东地区，因为该地区是全球氢基产品贸易的重要参与者。该地区的大部分产量都用于出口。该地区占全球氨贸易的四分之一以上，尿素贸易近 40%，甲醇贸易近 45%，其炼油能力的三分之一也面向出口。霍尔木兹海峡的关闭严重扰乱了这些产品的供应。波斯湾以外的港口基础设施也遭到袭击，进一步限制了出口能力。中东以外的氢燃料生产也受到影响，尤其是在亚洲，该地区国家对来自中东的天然气进口依赖程度很高——孟加拉国、印度和巴基斯坦的氨生产中，有四分之一依赖从该地区进口的天然气。由于这些中断，化肥、精炼产品和化工品的全球市场正面临短缺和价格波动。

全球化肥市场受到显著影响，可能对食品供应链带来连锁效应。霍尔木兹海峡的关闭限制了氨、尿素和硫磺等的贸易流动，这些产品和原料对化肥生产至关重要。此外，由于多个国家（包括孟加拉国、印度和斯洛伐克）天然气供应短缺及价格高昂，导致生产中断，进一步加剧了供应紧张。因此，全球化肥生产成本上升，2026 年 1 月至 5 月期间，尿素价格翻了一番。天然气价格上涨以及主要供应国实施的出口限制也使压力持续加大。即使化肥使用量略有减少，也可能导致农作物产量下降，从而威胁食品供应链安全。这种风险在依赖进口的农业经济体尤为突出，例如摩洛哥，其全部氨需求均依赖进口，其中 40%来自中东；巴西、澳大利亚、南非和泰国则完全依靠进口满足尿素需求（40%至 85%来自中东）。

氢基燃料有助于能源领域的多元化，但其影响不会立即显现

各国政府正在考虑采取策略以缓解当前能源危机及未来潜在危机的影响，而氢能有助于推动能源结构的多元化。多元化是能源安全的关键要素，氢能及其衍生燃料的生产方式和使用方式在其中发挥着重要作用。例如，各国可通过电解水而非天然气或煤炭来生产化肥、甲醇以及船运和航空燃料等氢基产品，从而增加并多样化国内能源资源的利用。政府还可以支持发展低排放氢及氢基产品的新型供应链，与石油

IEA. CC BY 4.0.

和天然气供应相比，实现燃料供应的多元化，并扩大供应商的供给范围。

氢气及氢能燃料在长期支持能源安全方面可发挥一定作用，但目前尚不具备大规模应对当前紧迫压力的能力。低排放氢气和氢能燃料的普及不会一蹴而就，现有且已承诺的产能也难以立即满足当前能源市场的实际需求。多个大型项目将在 2030 年前投入运行，但要实现显著贡献仍需时间来建设必要的规模。此外，还需发展共同的基础设施，用于储存、运输和向不同终端用户分配氢气及氢能燃料。

政策支持仍将是缩小低排放氢与现有成熟技术之间的成本差距、推动其短期应用的条件。短期内，除中国外，全球大多数地区低排放氢生产仍将比化石燃料制氢更昂贵。到 2030 年，可再生能源制氢有望在中国实现成本竞争力。在世界其他地区，短期内采用低排放氢及氢能燃料将面临更高的成本溢价。提高化石燃料价格和降低低排放氢生产成本均可显著缩小成本差距。但要真正降低项目风险并推动持续投资决策，仍需长期维持较高的化石燃料价格。

低排放氢气在 2025 年取得进展，但持续存在的障碍正阻碍其可持续发展

2025 年，全球氢气需求已超过 1 亿吨，主要得益于传统领域的增长。2025 年，工业和炼油领域的氢气使用占全球需求的绝大部分。新型应用中的氢气需求正在增加，短期内预计增速更快，但目前仍占全球需求的极小比例。然而，政策实施缓慢且缺乏确定性，未能有效解决主要障碍——尤其是高昂成本、需求不明确、法规模糊或复杂以及基础设施不足等问题，从而阻碍了更快速的推广。

2025 年，低排放氢气生产量增长了 20%，达到近 100 万吨，但进展主要集中在少数项目上。预计 2026 年低排放氢气生产将迎来又一个创纪录年份，并首次占全球产量的 1%以上。这得益于中国和欧洲等地区初步出台的支持政策，以及日本在国际供应链建设方面的努力。这些政策已帮助少数项目取得最终投资决策（FIDs），但仍不足以实现规模化、降低成本并确保可持续发展。

除了采取短期措施以消除障碍外，还需更新长期目标，以明确方向并促进稳定增长。自 2020 年以来，低排放氢能产业已取得显著进展，预计在本十年下半期增长将加速。需要通过高效实施政策和监管，来刺激市场需求，并建立切实可行的支持框架以及配套基础设施。这有助于短期内进一步推动氢能应用，但仅靠这些仍不足以实现到 2030 年所宣布的宏伟目标。各国政府应更新氢能战略和长期部署目标，以反映不断变化的市场现实，借鉴 2020 年代初首批政策举措的经验教训，并积极应对能源安全日益增强所带来的新机遇。

IEA. CC BY 4.0.

低排放氢的短期前景仍不确定，各地区之间存在较大差异

到 2030 年，已宣布的低排放氢生产项目管道缩减至 2700 万吨，主要由于项目投运时间推迟至 2030 年以后，以及部分项目被取消。根据《全球氢能展望 2025》（GHR-25）的评估，约有 30 万吨/年的额外产能已进入 FID 阶段，但 2025 年投资步伐放缓。与 GHR-25 相比，受投资决策延迟影响，已承诺项目及具备 2030 年前投入运营潜力的项目从 1000 万吨下降至略高于 600 万吨。其中约 80%的高潜力产能面向涉及化学品生产、炼油用途以及低碳燃料生产，这些领域氢能可更快地支持能源多样化目标。目前，已有 2200 万吨潜在产能在已宣布的项目中，若 2027 年初前未做出投资决策，可能无法在 2030 年前投入运行。该潜在产能中有三分之二位于欧洲、北美和拉丁美洲。

中国电解制氢的部署出现放缓迹象，但短期内前景乐观，这得益于近期政策的利好。2025 年全球已安装的电解制氢产能翻倍，超过 4GW，其中中国占新增装机量的近四分之三。较低的技术成本以及大型项目经验推动了国内市场的快速增长。然而，由于产能过剩引发的内部恶性竞争，市场正趋于集中。2025 年，生产项目新增最终投资决策(FID)数量也首次下降。电解设备制造商开始拓展海外市场，以确保业务持续。不过，自 2025 年下半年以来，政府宣布推出新的支持计划，旨在扩大氢能及氢基燃料在新领域的应用，减少对化石燃料进口的依赖。预计这将带动未来几年的投资活力。

在欧洲，首批大规模项目预计将于 2026 年投入运行，但政策执行缓慢导致扩大规模受阻。得益于一些国家和欧盟层面的支持计划及法规，低排放氢气正在欧洲逐步发展。将欧盟《可再生能源指令》中关于在交通运输领域使用非生物来源可再生燃料（RFNBO）的目标转化为国内立法，推动了相关项目的推进，尤其是炼油领域的应用。然而，这一进程仍较为缓慢，其他关键法规的实施尚不明确，进一步拖慢了投资和规模化发展。

其他市场由于早期政策支持取得了一些初步进展，但由于监管不明确，未来前景仍不确定。在北美，一些基于碳捕集、利用和封存技术的大型项目已达到 FID 阶段。然而，该地区大多数在建项目以出口为导向，其可融资性依赖于海外低排放氢基产品市场的形成。目前这一情况仅通过日本和欧盟的政策工具实现，但近期的发展使项目开发商面临更大的不确定性。在印度，印度太阳能公司及多家炼油厂的招标已促成部分承购合同，但所有交易能否推进，取决于政府是否能够提供相应的激励措施，而这一点目前仍不明朗。

对低排放氢的需求仍是该行业发展的关键缺失环节

目前，承购协议仍不足以推动大规模投资于低排放氢生产。2025 年，新签的承购协议总体保持稳定，约为 170 万吨。其中仅有约 20%的新签约量获得了明确的合

IEA. CC BY 4.0.

同承诺支持，主要集中在炼油、工业和发电领域。这凸显了需求创造持续存在的挑战，项目开发商普遍指出，这是阻碍投资的关键因素。得益于日本和欧洲的政策推动，2025 年贸易导向型协议首次超过了用于国内消费的协议。

炼油和化工行业是低排放氢气应用的主导者，随着需求创造政策不断推进，相关进展日益显著。根据已承诺的项目，到 2030 年，预计有 250 万吨低排放氢气（占全球承诺产量的 60%）将被用于炼油厂和工业设施。目前，针对炼油（主要在欧洲）和工业（主要在中国）的需求创造措施正在逐步形成，尽管其实施进程往往较为缓慢。此外，通过公共采购推动低排放氢燃料及产品、需求聚合机制以及针对现有工业应用的专项支持计划等举措，也有助于加强市场培育。但这些措施必须迅速且高效地落实，才能在 2030 年前产生实际影响。

氢能为非洲提供了长期的发展机遇，但前方仍面临诸多重大挑战

在非洲发展低排放氢能生产项目，必须明确关注这些项目如何促进更广泛的开发目标。非洲近 6 亿人缺乏电力供应，能源需求和人均 GDP 远低于发达国家，且电网仍处于相对落后状态。氢能发展可能与这些政策优先事项产生竞争，但如果设计得当，反而可以通过推动投资、筹集资金、建设基础设施以及促进工业发展来支持这些目标。氢能的发展战略和路线图需要与整体电力部门规划相衔接。例如，政府对可再生能源制氢项目的资助或优惠融资，可与改善区域内电力和水资源获取的条件挂钩。

低排放氢气可支持工业发展、粮食安全和贸易。非洲的化肥使用量仍低于全球平均水平，许多国家依赖进口，其中 35%来自中东。扩大国内具有竞争力的低碳氨生产，有助于改善氮肥供应，降低价格波动风险，同时促进粮食生产。氢能还可帮助非洲国家提升钢铁生产的产业链价值，减少对进口的依赖，推动工业活动发展。非洲超过 80%的炼铁产能基于直接还原铁，这为现有及新建工厂将氢气与天然气混合使用提供了基础。

非洲的氢气需求和生产目前规模较小，但具有长期发展潜力。2024 年，氢气需求达到 310 万吨，约占全球需求的 3%，主要集中在埃及、阿尔及利亚和尼日利亚等少数国家。氨的生产占氢气使用量的近四分之三，而其供应绝大多数依赖天然气。非洲拥有丰富的可再生能源资源，能够支持具有竞争力的低排放氢气生产，但实际部署仍处于早期阶段，高昂的融资成本是主要障碍。目前，低排放氢气产量约为六千吨，而在计划于 2030 年前投运的 31 个已宣布项目中，仅有 1 个已作出最终投资决定。

需要制定有针对性的政策和加大投资，以推动部署。短期内的进展将取决于降低项目开发的融资成本，例如通过混合金融机制、信用担保、保险工具以及对承购协议

IEA. CC BY 4.0.

的支持等手段。各国政府需在促进国内氢能使用与开拓出口机遇之间取得平衡，同时加快可再生能源的部署，这有助于为更广泛的能源系统带来积极溢出效应。围绕现有需求中心和战略港口，制定基础设施规划、认证体系和产业园区，有助于为长期发展奠定基础。

建议

根据当前进展以及该行业面临的不断变化的挑战，国际能源署已更新其政策建议，以帮助希望利用低排放氢气实现能源目标的各国政府：

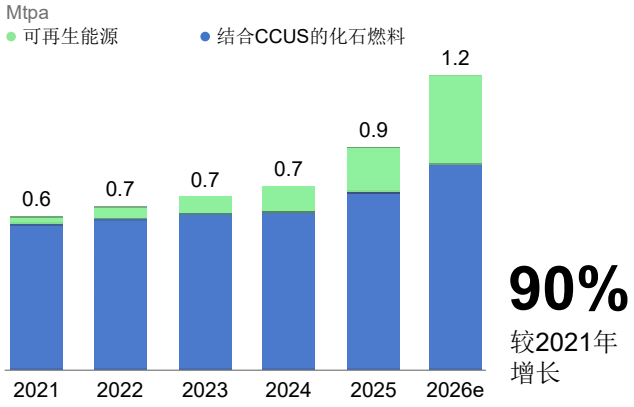
- **评估 2030 年目标，并基于市场发展和新兴驱动力制定长期愿景。**随着 2030 年临近，各国政府应着手规划下一阶段的政策制定工作。首批氢能战略可提供宝贵经验，包括采用整体性方法推动低排放氢全产业链发展、明确以具体措施支持的目标并加快实施进度，以及制定灵活的监管框架，以便随着市场成熟而调整。政府应考虑将氢能及氢能相关燃料纳入长期能源安全规划之中。
- **加快政策实施，以在关键领域创造低排放氢气及氢能燃料的需求。**明确长期需求对于刺激投资至关重要。政策执行应将支持措施与法规（如配额或强制性要求）相结合，推动采用低排放氢气和氢能燃料，并鼓励对低碳材料和产品的公共采购。聚焦于氢气的现有用途，有助于释放更多需求。工业用途不直接面向消费者，通过产业链的良好协调，可将成本溢价转嫁给终端用户，而不会造成显著的成本上涨。
- **继续支持生产，重点推进可规模化、即刻实施的项目。**短期内，低排放氢能仍比未加处理的化石基氢能成本更高，因此需要进一步支持以缩小成本差距并提升竞争力。通过设计稳健的制度安排，包括资金稳定性和长期透明的资助标准与资格条件，可以提高效率，增强项目成功落地的可能性。
- **通过消除障碍并抓住早期机遇，加快氢能源基础设施的部署。**要降低基础设施初期投资风险，需要建立完善的监管框架，避免对利益相关方造成阻碍，同时引入金融机制。推行高效的许可流程，并加强各主管部门之间的协调，有助于缩短项目周期。重点关注将生产与具有多样化潜在用户群体的工业和港口集群相结合，可促进早期部署。
- **支持新兴经济体提升在低排放氢基产品价值链中的地位。**新兴经济体在低成本生产低排放氢方面面临融资难、配套基础设施有限以及过度依赖出口导向型项目等挑战。发达经济体可与新兴经济体合作，推动新的国内应用（特别是化肥生产）并开拓出口机会。这有助于新兴经济体提升产业链地位，通过减少对进口的依赖来增强能源和粮食安全，并促进经济增长。

IEA. CC BY 4.0.

全球氢能评述：进展概览

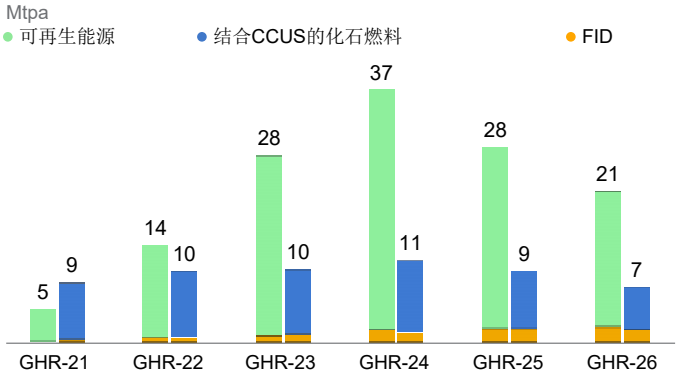
生产

低排放氢

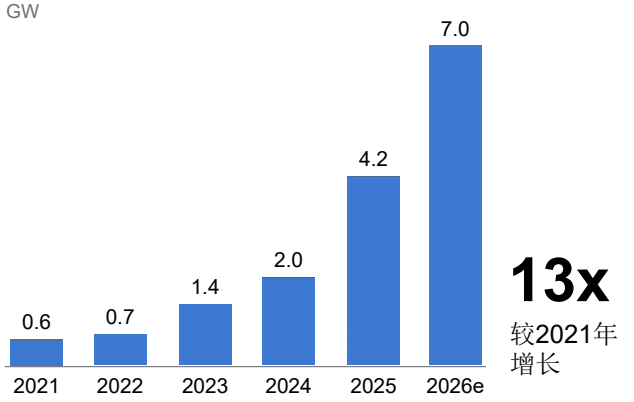


90%
较2021年增长

已公布项目到2030年的低排放氢产量

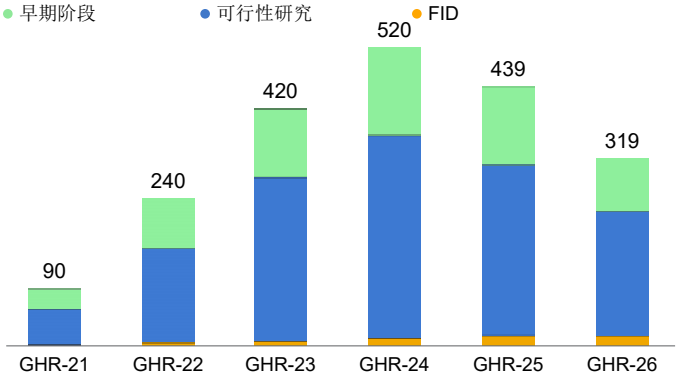


电解槽装机容量

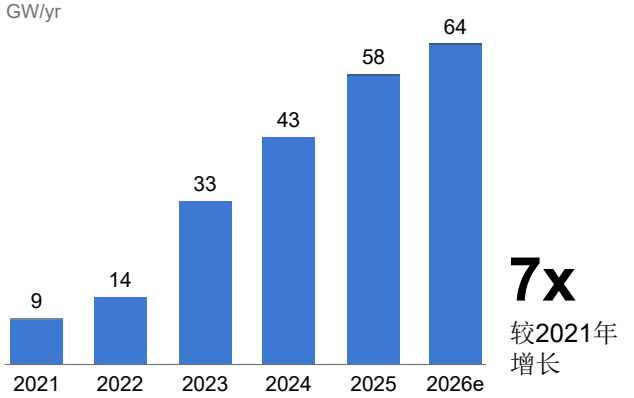


13x
较2021年增长

已公布的2030年电解槽项目

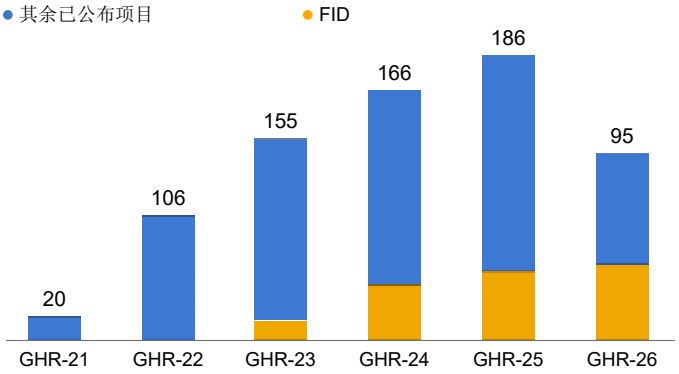


电解槽制造产能



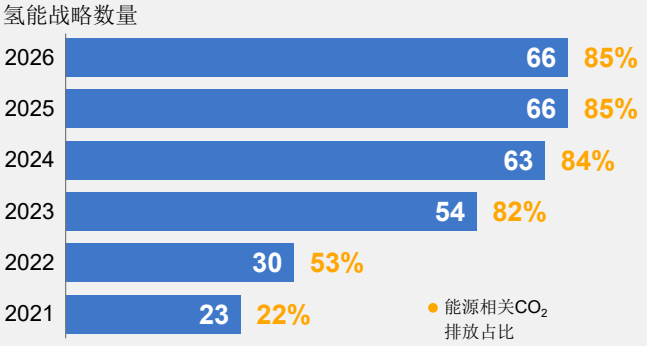
7x
较2021年增长

已公布的2030年电解槽制造产能



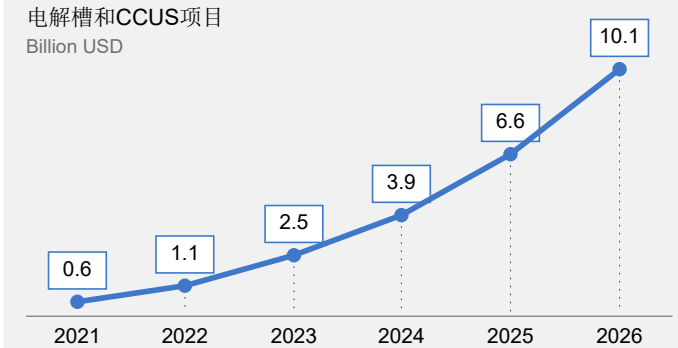
政策

氢能战略数量



投资

电解槽和CCUS项目



注：2026e为基于已公布项目的估计值。FID = 最终投资决策。

IEA. CC BY 4.0.

引言

全球能源体系正面临前所未有的不确定性时期。过去一年中，中东地区紧张局势和冲突不断升级，使国际能源市场承受了新的压力，凸显了能源供应链对地缘政治动荡的脆弱性。该地区不仅在石油和天然气市场中占据核心地位，也在关键石化及工业商品的生产和贸易中发挥着重要作用。近期的动荡导致价格波动加剧，并引发了人们对全球贸易路线和供应链安全性的担忧，影响了广泛范围的能源相关产品。

这些影响延伸至氢气及其相关产品。氨、甲醇和精炼石油产品在农业、化工、船运和航空等领域发挥着关键作用。供应链中断和生产成本上升，进一步凸显了多元化能源来源和工业原料的重要性。在此背景下，低排放氢及氢基燃料不仅被视为脱碳的工具，也被越来越多地看作提升能源安全和供应韧性的潜在因素。

因此，政府和产业界正日益关注氢气在构建更加多元化和具有韧性的能源系统方面所能发挥的作用。低排放氢能够支持利用更广泛的国内能源资源生产燃料、化学品和工业材料，减少对进口化石燃料的依赖，并提升工业竞争力。随着能源安全问题被提上政策议程，这些优势正成为推动氢气发展兴趣的重要因素。

与此同时，氢能领域的进展仍未能达到本十年初提出的预期。尽管出台了雄心勃勃的战略、资助计划和项目公告，将低排放氢作为许多能源转型方案的关键组成部分，但实际推广速度却比预期更为缓慢。高昂的生产成本、需求不确定性、基础设施瓶颈以及漫长的审批流程仍是主要障碍。在许多地区，旨在推动低排放氢及氢能燃料需求的政策实施也进展不及预期。

尽管如此，重要进展仍在持续。低排放氢气生产正在扩大，投资依然强劲，产业链各环节的创新也在不断推进。工业、船运和航空等领域涌现出新的应用，同时各国政府也在持续完善监管框架和支持机制。

本第六版《全球氢能展望》审视了上述发展动态，并评估了全球氢能的现状。报告回顾了氢能在需求、生产、贸易、基础设施、投资、创新和政策方面的趋势。此外，报告还提出了关于多种应用领域和地区中低排放氢气可接受成本的新颖分析，并特别设有一章，探讨非洲地区发展基于低排放氢的新供应链所面临的挑战与机遇。

清洁能源部长会议氢能倡议

氢能倡议（H2I）在清洁能源部长会议框架下设立，是一项自愿性多国政府合作倡议，旨在推动相关政策、方案与项目落地，促进氢能及燃料电池技术在国民经济各领域实现商业化与规模化应用。

IEA. CC BY 4.0.

国际能源署担任 H2I 的协调机构，协助成员国政府开展与该倡议相一致的活动。目前，参与 H2I 的政府及政府间组织包括：澳大利亚、奥地利、巴西、加拿大、智利、哥斯达黎加、欧盟委员会、芬兰、德国、印度、日本、荷兰、新西兰、挪威、葡萄牙、韩国、沙特阿拉伯、南非、阿联酋、英国和美国。

H2I 还是一个协调并促进政府、其他国际倡议以及工业界之间合作的平台。H2I 与突破议程、氢能理事会、国际经济领域氢能与燃料电池伙伴关系（IPHE）、国际可再生能源署（IRENA）、创新使命清洁氢能专项、世界经济论坛、联合国工业发展组织（UNIDO）以及国际能源署先进燃料电池与氢能技术合作项目等建立了积极合作关系，这些机构均属于 H2I 咨询小组，并参与 H2I 的各项活动。此外，多家工业合作伙伴包括巴尔德、意大利国家电力公司、法国燃气集团、奈尔氢能、鹿特丹港务局、蒂森克虏伯纽塞拉等多家产业合作伙伴，积极参与 H2I 顾问组一年两次的会议。

IEA. CC BY 4.0.

第 1 章 关于氢能的关键问题

中东冲突对氢气制成的肥料和化学品供应造成了怎样的影响？

中东冲突的影响远不止于霍尔木兹海峡对石油和天然气供应的中断。[1] 该冲突还影响了全球氢气相关商品的供应，特别是尿素等化肥用化学品、氨和甲醇。目前，以尿素为基础的肥料占全球氮肥需求的一半以上，而氨则是生产尿素及其他氮基肥料的重要原料。[2] 甲醇则用于制造其他化学品，例如塑料中使用的烯烃。到 2025 年，全球氨的生产需要约 3400 万吨氢气，其中大部分用于生产化肥。2025 年，全球甲醇产量对应的氢气需求为 1600 万吨。总体而言，氨和甲醇的生产约占全球氢气需求的一半。

2024 年，中东地区占全球氨产量的约 11%（1.9 亿吨）、尿素产量的 13%（2 亿吨）以及甲醇产量的 17%（1.2 亿吨），同时也是这些用途氢气的主要生产国（见专栏 1.1）。其中大部分产品被出口：中东地区占国际氨贸易量（1600 万吨）的四分之一以上，以及全球尿素贸易量（5400 万吨）的近 40%。因此，霍尔木兹海峡的关闭对全球化肥市场乃至粮食安全产生了重大影响。对于甲醇而言，对中东地区的依赖程度更高，该地区占全球甲醇贸易量（3900 万吨）的近 45%。

中东地区约 60%的尿素出口量、70%的氨与甲醇出口量需经由霍尔木兹海峡外运。巴林、科威特、卡塔尔及阿联酋均依赖该海峡作为出口通道。沙特阿拉伯虽拥有红海沿岸的备选港口，但其化工生产装置主要布局于波斯湾沿岸。[3]

专栏 1.1 氢气生产在多大程度上依赖中东？

2025 年，全球近 65%的氢气来自天然气，其中 21%来自中东地区。该地区是液化天然气（LNG）的出口国，这意味着其他地区的氢能生产也可能依赖其天然气出口（占全球天然气制氢产量的额外 6%）。总体而言，全球由天然气生产的氢气中有 27%依赖中东的供应。作为全球第三大氢气生产国，印度在天然气制氢中 34%的原料来自中东进口。

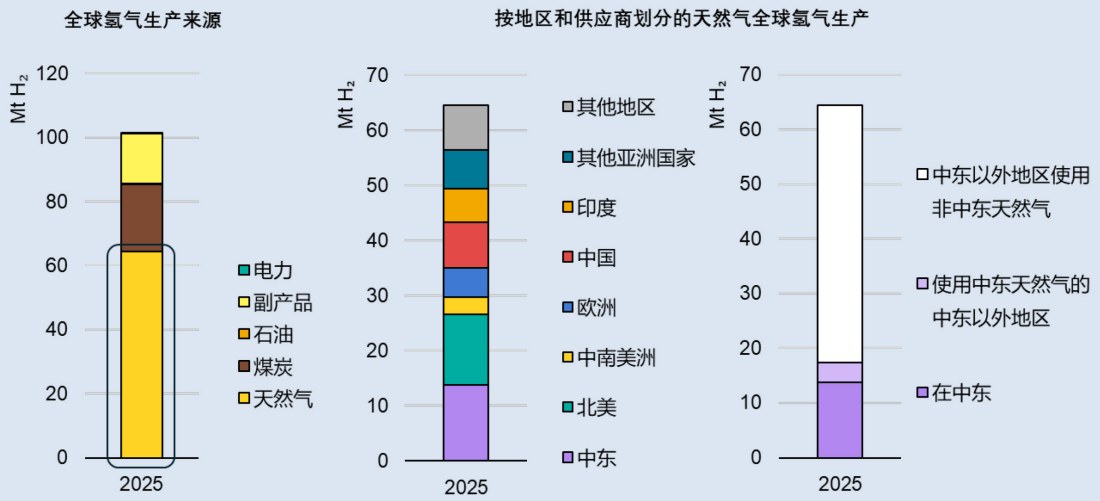
在低排放氢生产方面，中东地区拥有全球规模最大的可再生能源制氢项目——沙特阿拉伯红海 NEOM 绿色氢能项目，其电解槽装机容量为 2.2GW。另一项规模更大的项目——位于红海的延布绿色氢能中心，计划电解槽装机容量达 4GW，目前正处于前端工程设计（FEED）。该地区其他低排放氢气生产项目尚在规划中，占全球已承诺

[1] 25%的海上石油贸易经由海峡，20%的全球液化天然气（LNG）贸易也经由该海峡。
[2] 氮肥是指以氮为主要营养元素的肥料，包括氨、尿素、硝酸铵、硫酸铵和硝酸钙，但不包括含磷或钾的肥料。
[3] 为应对危机，化肥生产商 Fertiglobe 已开始通过卡车将化肥从阿拉伯联合酋长国运出，以绕过霍尔木兹海峡。

IEA. CC BY 4.0.

的低排放氢产能（即已投入运营、在建或完成最终投资决策[FID]）总量的约 10%，年产量约为 43 万吨/年。其中约一半项目将依赖霍尔木兹海峡进行出口。除 NEOM 项目外，中东仅有少数可再生能源制氢项目达到 FID 阶段，总电解槽装机容量为 350 MW（而全球总计为 29400 MW，不包括 NEOM）。

2025 年按地区和天然气供应商划分的燃料制氢及天然气制氢全球产量



IEA. CC BY 4.0.

霍尔木兹贸易路线的中断对化肥市场造成了显著影响，其中包括尿素、氨和天然气等供应。这些贸易问题加上天然气价格的上涨，导致全球化肥生产成本上升。例如，2026 年 1 月至 4 月期间，尿素价格翻了一番，但自 2026 年 5 月起开始回落（图 1.1）。其他类型的化肥也受到影响：氨用于生产磷肥，而硫酸形式的硫则是生产磷肥和钾肥所需的原料。中东地区占全球硫海运贸易量的近 50%，因此该地区的化肥供应也受到冲突的影响。此外，2026 年 5 月中华人民共和国（以下简称“中国”）宣布暂停出口硫酸，进一步加剧了这一局面。

由于冲突，多家化肥厂被迫停产。在卡塔尔，QAFCO 于 3 月暂停了位于梅赛德的尿素生产（该设施是全球最大的尿素生产基地，年产能达 560 万吨）。伊朗的尿素总产能为 9Mtpa，因冲突已停止出口。地区以外的生产也受到影响：孟加拉国在 3 月因天然气短缺，暂停了五家尿素工厂中的四家，到 5 月已有三家恢复生产。奥地利、法国、印度、巴基斯坦和斯洛伐克的尿素和氨生产商也减少了产量，提前安排年度维护工作，或暂时关闭了工厂。

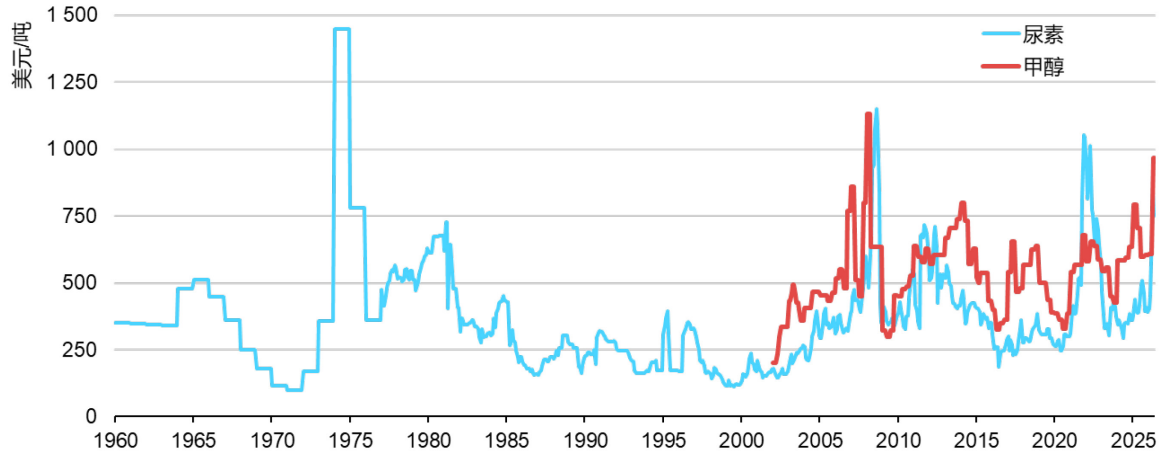
如果农民被迫减少化肥使用，其影响可能十分显著；即使化肥使用量略有下降，也可能导致作物产量大幅减少，尤其是在化肥利用率本就较低的地区。高化肥价格和

IEA. CC BY 4.0.

供应短缺的影响还可能带来更持久的后果。在欧洲等一些地区，许多农民在冲突开始前已为春季播种季储备了化肥，但在秋季播种季节来临前的四月和五月订购化肥时，却面临更高的价格。

各国政府已采取多种措施应对潜在的化肥短缺问题并支持农民。针对氮肥和氨肥，这些措施包括实施出口限制（例如在俄罗斯和埃及）、取消关税或进口限制（如土耳其、美国、欧盟）、寻求新的供应来源（如印度开展尿素补充采购招标）以及对化肥实行价格管制或补贴（如印度、贝宁）。2026 年 5 月，欧盟委员会发布了《化肥行动计划》，旨在支持面临化肥成本上升和短缺问题的农民，加强国内生产，并降低欧洲对进口的依赖。

图1.1 1960-2026 年尿素和甲醇价格的历史发展



IEA. CC BY 4.0.

备注：尿素价格为自 2022 年 3 月初起，中东地区以船上交货（fob）方式的颗粒尿素价格，以及黑海区域 fob 之前的报价。甲醇价格为欧洲地区欧洲市场发布的合同价格。所有价格均以 2025 年实际美元计价。

来源：World Bank，Methanex。

尿素和甲醇价格在年初至 2026 年 4 月期间大幅上涨，标志着这两个市场再次出现历史性价格飙升。

甲醇市场也受到冲突影响，2026 年 1 月至 5 月期间，甲醇价格涨幅达 60%。甲醇主要被工业界用作其他化学品的原料，例如用于生产塑料的烯烃或制造刨花板的甲醛。因此，对消费者的价格影响可能比化肥价格上涨对食品价格的影响要小一些。

各国对中东地区进口的依赖程度以及受物理供应中断影响的程度各不相同。摩洛哥和印度是中东地区氨的主要进口国，2024 年占该地区氨出口总量的 70%。摩洛哥是全球最大的氨进口国（360 万吨），但国内没有氨的生产（图 1.2）。该国氨进口量中，有 40%来自中东地区（150 万吨）。从绝对数量来看，印度是中东地区氨的最大进口国，进口量达 190 万吨，几乎满足了其需求的 10%。

在尿素方面，巴西从所有国家的绝对进口量上都是最大的（830 万吨）。巴西通过从

IEA. CC BY 4.0.

中东进口满足了其近 40%的需求（330 万吨）。印度在总进口量上排名第二（640 万吨），同时也是中东地区最大的进口国（480 万吨），但仅依靠中东尿素进口来满足其 13%的需求。

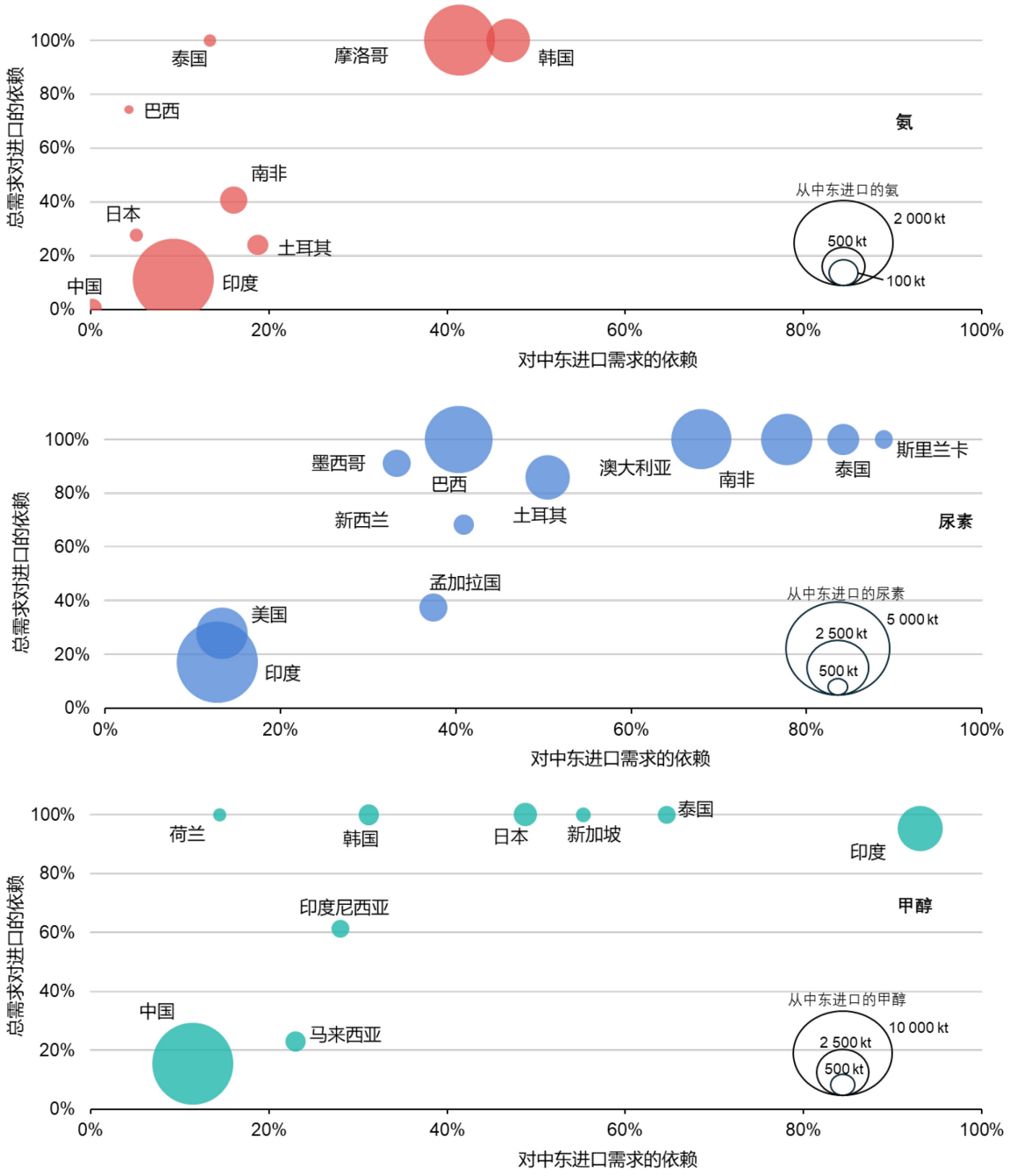
中国是全球最大的甲醇进口国，占中东地区甲醇出口量的一半以上。然而，来自中东的进口仅占中国甲醇总消费量的约 10%。相比之下，印度的甲醇消费则依赖中东供应达 93%，但其消费量仍远低于中国的水平，2024 年仅为 300 万吨，而中国为 8000 万吨。

中东地区的冲突并非首次冲击到由氢气制成的肥料和化学品。2022 年俄罗斯对乌克兰的全面入侵，以及由此引发的天然气价格飙升，特别是欧洲地区，影响了天然气制氢的生产。通货膨胀趋势也推高了多种能源技术的价格，包括电解槽以及用于可再生能源氢生产的太阳能光伏系统和风力涡轮机等，同时影响了可再生氢项目的融资成本。肥料市场同样受到波及，2022 年尿素的平均年价格比 2021 年高出三分之一（图 1.1），加之其他因素，导致 2022 年谷物和乳制品的平均年价格较 2021 年高出 18%至 25%。

尽管 2022 年天然气制氢及氢基原料的极高价格常常超过基于可再生氢的替代品生产成本，但价格的大幅上涨持续时间太短，难以支撑对可再生氨或甲醇生产工厂的大规模投资，而这些工厂通常运行 20 至 50 年。同样，可再生氢无法在当前危机中立即应对，但它可以成为提升长期能源和粮食安全战略的重要组成部分。与此同时，它还能带来额外效益，例如减少排放、促进国内化工和化肥产业的经济增长，以及降低对进口的依赖。

IEA. CC BY 4.0.

图1.2 2024 年各国对来自中东地区氨、尿素和甲醇进口的依赖程度及总进口依赖度



IEA. CC BY 4.0

资料来源：国际能源署基于 BACI，IFASTAT 和 Argus Global Methanol Balances 数据的分析，版权所有。

对中东地区进口的氨、尿素和甲醇依赖程度各不相同，但在新兴市场和发展中经济体中尤为高。

IEA. CC BY 4.0.

氢气及其衍生物如何促进能源安全，以及在什么时间范围内实现？

国际能源署将能源安全定义为以可负担的价格持续获得能源资源的能力。近年来，能源安全的范围已从最初关注保障供应充足，扩展到涵盖能源系统的多样性、灵活性和韧性。如今，由于需求模式的变化、电气化程度的提高以及技术突破，能源系统正经历快速变革。与此同时，全球形势日益复杂，面临供应冲击、地区冲突、极端天气事件以及加剧的地缘政治紧张局势。

在此背景下，政策制定者正越来越多地考虑氢气在增强能源安全方面所能发挥的作用。氢气可以通过多种方式促进能源安全（图 1.3）：

- **增加国内生产。**氢气可利用国内资源满足在电气化较难实现的应用领域（如航空合成燃料）的需求，从而提升国内能源供应的整体占比。对于能源进口国而言，若氢气由可再生能源生产，则可减少对产油国可能受干扰或面临海上瓶颈的化石燃料进口依赖。对于能源出口国而言，国内氢能生产可增强其政策目标的灵活性，例如降低能源成本，或提供新的商品以增加出口。得益于氢气的多功能性，各国可根据自身可用的资源组合来生产氢气。

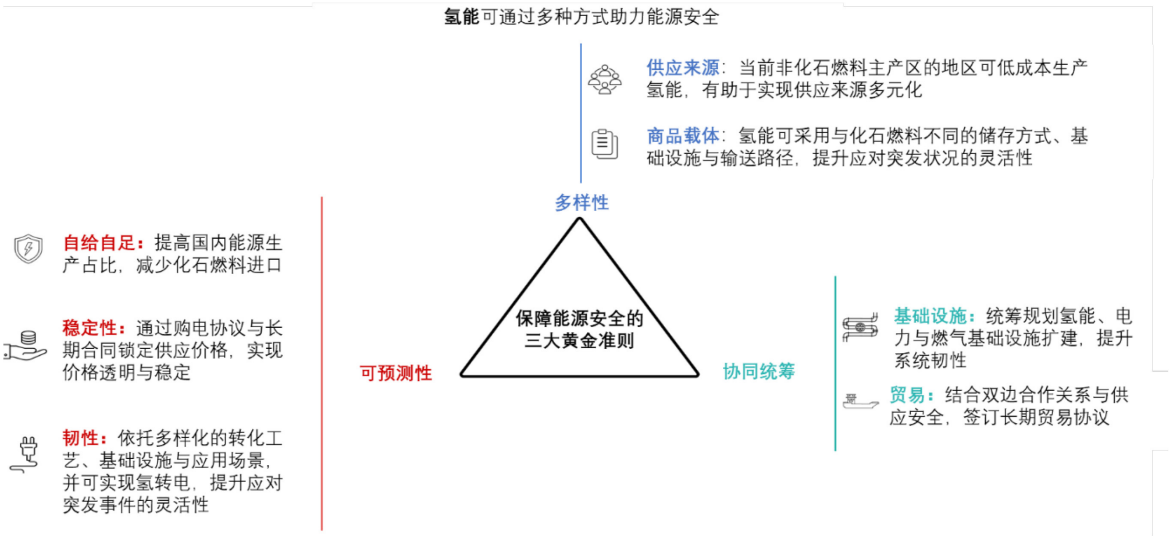
- **价格保障。**当需求与承购协议挂钩，供应由购电协议覆盖时，可再生能源制氢可在长期内提供价格透明度和价格确定性。短期内这种情况最有可能出现，因为市场流动性不足，难以形成现货市场。这一优势主要适用于可再生能源制氢，因为采用碳捕集、利用和封存（CCUS）技术生产的氢气仍会受到化石燃料市场价格波动的影响。

- **多样化。**氢能有助于各国实现能源供应结构和燃料类型的多元化。目前石油和天然气的生产高度集中，而可再生能源则广泛可用，这为进口国提供了接入不同国家更广泛供应商网络的机会。此外，氢能价格可能与化石燃料价格无关，从而有效对冲价格剧烈波动的风险。进口国还可考虑发展双边关系，降低对单一国家或贸易路线的依赖。在终端应用方面，通过增加投资，可在某些商品之间进行切换，具体取决于价格和供应情况，例如在发电、船运和航空等可使用多种燃料的应用领域。

- **供应安全。**氢能能够增强系统的韧性，因为发展必要的氢能生产基础设施可提供额外的资源或供应能力，以应对突发事件。这需要投资建设终端、管道和储运设施，为能源流动或供应量提供额外路径，以满足需求。氢能可像目前天然气储存一样，大量储存在地下储层中，以在供应短缺时使用；也可作为衍生物（如氨或合成燃料）进行储存，从而利用现有基础设施，并拓展多种终端用途。

IEA. CC BY 4.0.

图1.3 氢能对能源安全的贡献路径



IEA. CC BY 4.0.

氢能可通过提高资源安全性、增加能源多样化、增强供应安全以及提供价格稳定，从而提升能源安全。

能源进口份额可用于估算氢能对实现自给自足的潜在贡献。评估市场集中度常用的指标是赫芬达尔-赫希曼指数（HHI）[4]，该指数可进行相对比较。垄断市场的 HHI 值为 10000，而完全分散化的市场则趋向于 0。

目前全球能源消耗最大的经济体，可根据对进口的依赖程度和进口多样化程度分为三类（图 1.4）。德国、日本和韩国均通过进口满足了超过 70%的能源需求，且能源供应相对集中。在这三个国家中，最大的出口国占其进口总量的 25%以上。可再生能源制氢有助于这些国家减少部分进口依赖，并实现进口来源的多元化。尽管国内可再生能源潜力可能不足以满足全部电力和氢能需求，但这些国家仍在推进一定的国内氢能生产。德国估计，到 2030 年，约 30%至 50%的氢能需求可通过国内生产满足。韩国提出了一项新战略，旨在通过加快国内可再生能源部署、在 2040 年前逐步淘汰煤炭，并利用可再生能源和核能生产氢气，以实现从化石燃料的转型。日本则致力于加速重启核反应堆，并根据第七个基本能源计划确保国内能源供应，该计划强调了能源结构多样化的必要性。

第二类国家，包括法国和意大利，其出口商已实现多元化，但仍需依赖进口来满足超过 50%的能源需求。在这一群体中，氢能可部分替代这些进口能源。在欧盟，这可通过成员国之间的合作来实现。

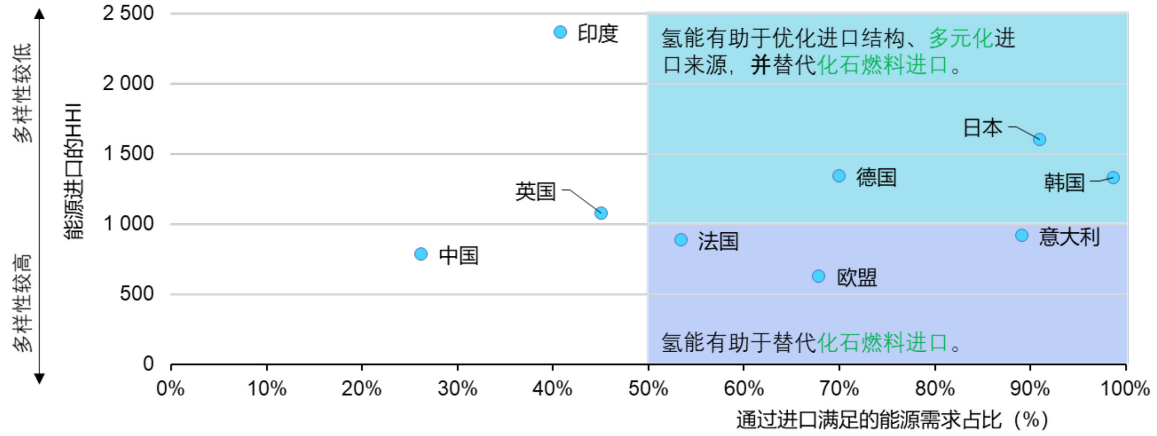
最后一批国家通过进口满足了较小比例的能源需求，但仍可能从氢能使用中受益，

[4] 该指数无量纲，没有明确的边界来定义多样化的组合。它是通过计算每个进口商或出口商份额的平方和，再乘以 10,000 得出的。

IEA. CC BY 4.0.

例如用氢能替代其他国内资源，从而在可负担性、污染或可持续性等方面产生不同影响。此外，这些国家还可出口更多的本国化石能源或氢气，带来额外的经济效益。

图1.4 2023 年部分能源进口国的能源进口份额及能源进口多样化程度



IEA. CC BY 4.0.

注：HHI=赫芬达尔-赫希曼指数。能源进口份额基于能源流量计算，清洁技术进口未计入。

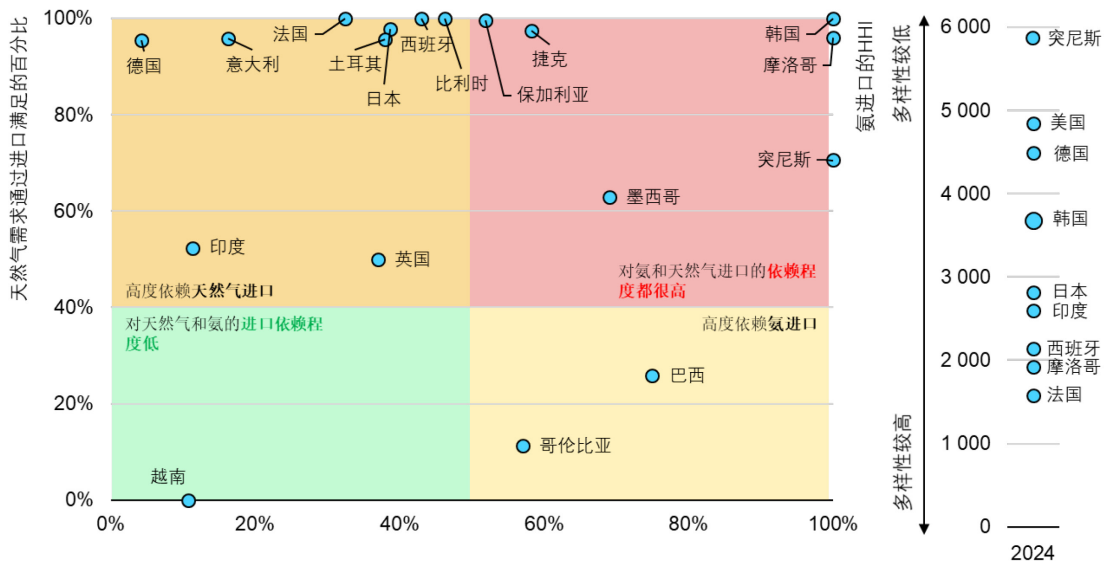
氢能可以通过多元化能源进口结构并减少对化石燃料进口的依赖，从而提升能源安全。

对于希望实现能源供应结构多元化的企业而言，目前的石油和天然气使用无法完全被氢能取代。氢气运输成本较高，导致终端使用成本上升。即使转换为合成燃料，其运输成本较低，但生产成本仍可能比传统石油高出数倍。

尽管在终端使用领域用氢替代其他能源产品需要对能源系统进行更深层次的转型，但当前氢气用途的变化可能在较短时间内实现。2024 年，全球 9%的氨产量和 33%的甲醇通过贸易流通。在氨方面，欧盟、印度、韩国、摩洛哥和美国是主要进口国，这三者合计占全球贸易量的约三分之二。欧洲国家、日本和印度对满足氨需求的进口依赖程度相对较低，且进口结构较为多元化（图 1.5）。然而，这些国家的国内氨生产仍依赖天然气进口。尽管供应链中的进口依赖度较高，但这些商品具有不同的市场动态，提供了更大的灵活性。韩国和摩洛哥几乎完全依赖进口来满足这两种产品的供应。相比之下，中国和美国则几乎全部依靠国内生产满足氨需求，并且在原料方面实现了自给自足（分别以煤炭和天然气为原料）。尽管中国在过去十年中一直如此，但美国的进口比例已从 2013 年的 34%下降到 2024 年的仅 5%。

IEA. CC BY 4.0.

图1.5 2024 年部分国家氨和气体生产进口依赖度（左）及赫芬达尔-赫希曼指数（右）



IEA. CC BY 4.0.

注：HHI = 赫芬达尔-赫希曼指数。左侧所示国家在 2024 年约占全球氨进口量的三分之二。
资料来源：国际能源署基于国际肥料协会对氨需求和贸易的分析。

欧洲国家、日本和印度对氨进口的依赖程度相对较低，但对生产氨所需的原料进口依赖较高。

氢气的使用涉及多个转化环节，因此为各国在供应链中管理进口依赖提供了灵活性。例如，在钢铁领域，各国可选择产业链中的不同节点进行本地生产或进口。一端是优先实现能源安全，通过完全自产钢铁以承担更高成本来保持控制权，同时仍进口铁矿石；另一端则是通过进口成品钢铁来降低成本。在这两个极端之间，还存在中间策略，例如进口直接还原铁并本地完成钢铁生产。这些选择不仅受能源安全驱动，还涉及工业政策、经济活动、就业和可负担性等方面的权衡与取舍。

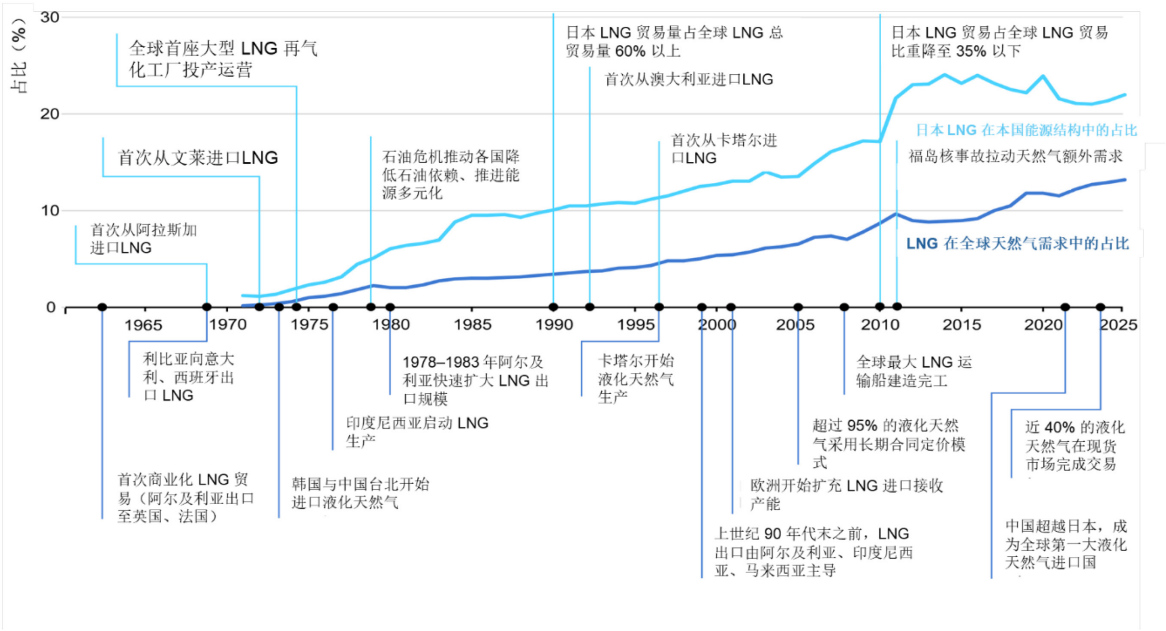
氢能对能源安全的贡献不会一蹴而就，主要存在两个时间滞后因素。首先，单个项目从宣布到达到 FID 可能需要 2 至 4 年（对于缺乏此类项目经验的国家而言，初期项目甚至更长）。在获得 FID 后，实现全面投产还需 1 至 4 年时间，而在审批和监管较为复杂的地区，或涉及多方利益相关者协调要求较高的项目中，这一周期会更长。其次，多个项目的累计产量需要一段时间才能开始显著影响能源供应。这超越了单一项目的范畴，需要共同建设基础设施，例如用于输送氢气-直接还原铁（H_2-DRI）或发电厂的管道网络，以及为船运燃料或氨储存提供供应和加注设施等。虽然初期部署必须依托政策和经济支持，但长期来看也应明确规划逐步淘汰支持措施的路径，否则通过氢能提升能源安全可能会付出高昂代价。

液化天然气（LNG）可以作为历史上的时间参考，用于衡量其产能提升所需的时间（图 1.6）。与氢气类似，LNG 在早期阶段缺乏价格基准，基础设施也十分薄弱，

IEA. CC BY 4.0.

因此需要签订长期承购协议以推动发展。尽管天然气液化技术早在一个多世纪前就已开始应用，但首次国际 LNG 运输发生在 1959 年，首艘专门建造的 LNG 运输船于 1964 年投入运营。日本是最早进口 LNG 的国家之一，也是 2021 年之前的全球主要 LNG 进口国，自 1968 年起从阿拉斯加开始进口 LNG。与此同时，石油危机和油价飙升促使各国寻求能源多元化。1990 年，日本占全球贸易量的近四分之三，而 LNG 约占能源结构的 10%。二十年后，日本的占比下降至不足 35%，LNG 在能源结构中的比例约为 17%。在首次运输近五十年后，LNG 仍满足不到全球天然气需求的 15%。

图1.6 1964-2025 年日本能源结构和全球天然气需求的液化天然气演变时间表及关键里程碑



IEA. CC BY 4.0.

注：LNG = 液化天然气。

LNG 耗时三十多年才满足全球 5%的天然气需求，以及日本 13%的能源结构。日本在 2020 年代初之前一直是全球最大的 LNG 进口国。

氢能为各国加强能源安全提供了灵活的途径，包括扩大国内能源供应和提升系统韧性。其价值在于能够适应不同的国家国情，使政府可根据自身的资源禀赋和基础设施情况，灵活推进氢能部署。然而，要实现这些效益，需要持续进行长期投资，并建立稳健的政策框架，以确保在发生中断时氢能系统仍能正常运行并保持可靠。此外，能源安全不应孤立追求，政策制定者必须权衡氢能的作用与其他优先事项，如可负担性、市场准备度、工业能力以及能源结构的平衡。

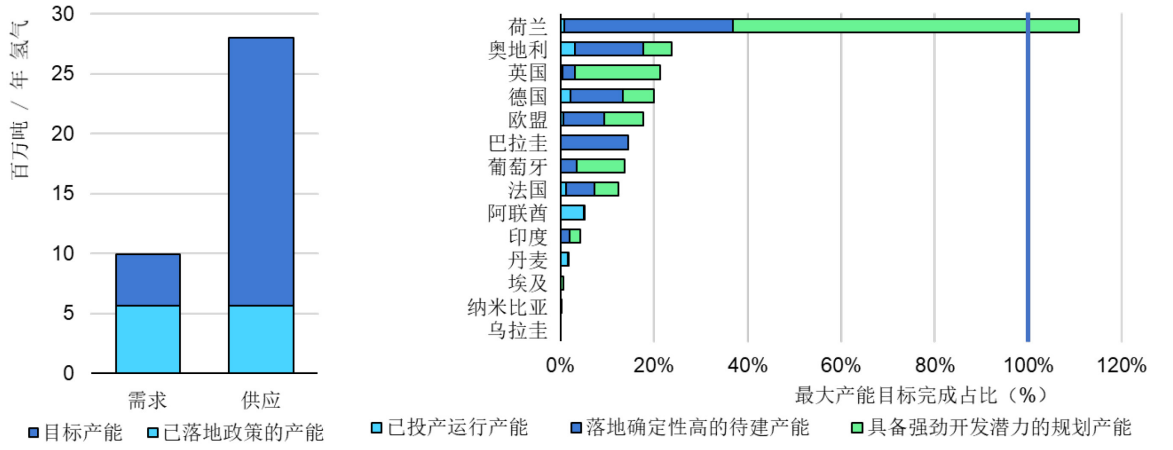
IEA. CC BY 4.0.

根据现实的项目交付时间表，宣布的 2030 年氢目标是否可以实现？

自 2020 年代初以来，低排放氢领域一直受到强劲的政策推动。当时，全球众多国家宣布了相关战略，明确了推广路径，并设定了本十年内部署的雄心目标，包括低排放氢的生产与使用目标。一些政府随后推出支持计划以实现这些目标，这种支持在推动该行业初期快速增长方面发挥了关键作用。到 2025 年，全球低排放氢产量已接近 100 万吨，而 2020 年这一数字不足 60 万吨。

然而，实际增长远低于 2020 年代初所宣布的更高目标。关键政策实施缓慢且缺乏确定性，阻碍了更快速的推进，尤其是在需求端，战略中设定的目标和提供的资金都远低于供给端（图 1.7）。到 2030 年实现既定目标的可能性如今受到质疑，这要求重新思考如何将发展目标与已实施的政策调整为市场现实相匹配。

图1.7 全球范围内政府对低排放氢生产与需求的目标，以及 2030 年选定的个别生产目标



IEA. CC BY 4.0.

注意：为避免影响图表比例，中国未被纳入该图。因为中国的 2030 年目标为 30 万吨/年，而其项目储备中所有潜力强劲的项目总和超过该目标的六倍以上。

只有中国和荷兰有望在 2030 年前实现其宣布的低排放氢气生产目标。

截至撰写时，全球到 2030 年实现低排放氢生产的总目标接近 2700 万吨/年，是 2025 年全球产量的 30 倍。尽管并非所有目标都能实现，但得益于现有的激励政策和措施，预计本十年下半叶氢气产量仍将保持强劲增长。如果项目能按时成功建成，基于至少已获得 FID 的项目，到 2030 年产量预计将超过 400 万吨。若实施相关政策以刺激需求，并缩小与未燃烧化石燃料制氢的成本差距，未来还有近 200 万吨/年的产能有望通过具备强运行潜力的项目实现。然而，这一数字仍远低于已公布的预期目标。

IEA. CC BY 4.0.

只有中国——最早可于 2027 年实现其 2030 年生产 30 万吨可再生氢的目标[5]——正朝着实现其生产目标迈进。荷兰原定于 2025 年推迟目标[6]（将 2030 年前的电解槽装机容量从 3-4GW 调整为 2035 年，目标为 2030 年前达到 1.2GW），但如果所有具有强大潜力的项目都能顺利实施，该国也有可能实现新的目标。

实现政府目标需要在本十年结束前大幅加快部署速度。2020 年至 2025 年间，全球低排放氢生产以年均近 10%的速度增长（图 1.8）。根据已承诺投资的项目，预计到 2030 年，年均增长率将达到接近 40%。这一增速高于核能在其最快增长期（1960 至 1985 年间的 25%）所取得的水平，也与上世纪 70 年代 LNG 以及过去二十年间太阳能光伏和陆上风电的增速（35%-38%）相当。相比之下，为实现 2030 年的政府目标，每年平均增长率需达到 100%，这甚至超过了过去十年电动汽车爆发式增长的 70%。

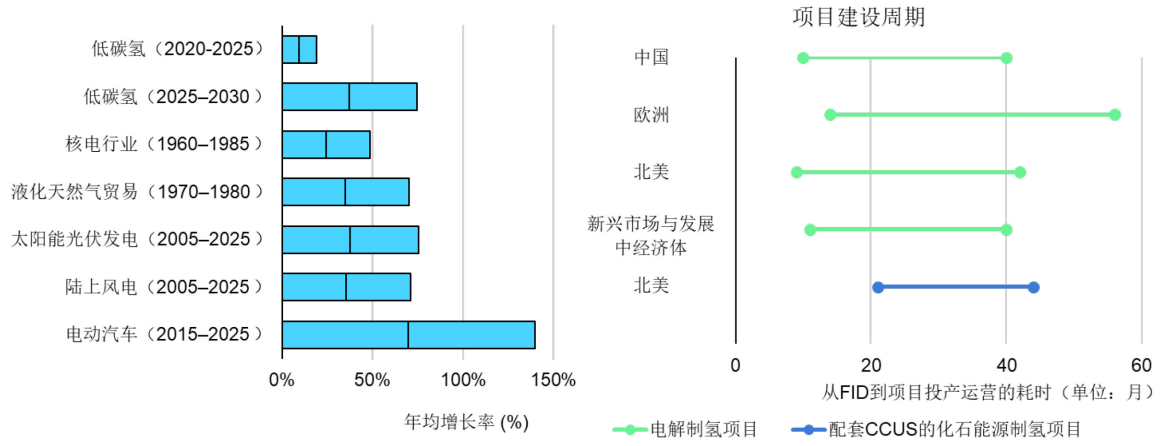
各国在宣称目标与实际部署之间的差距各不相同，但总体上都较为显著。阿联酋要实现其氢能战略目标，需在 2025 年至 2031 年间将低排放氢气的产量提升 20 倍。欧盟方面，为实现欧盟氢能战略（目前正修订中）所设定的目标，电解槽装机容量需增长 70 倍。即使像智利这样近期已缩小此前宣布目标的国家（例如从 2030 年的 25GW 降至 2035 年的 8 至 15GW），未来十年内其部署规模仍需增长数百倍。

实现政府生产可再生氢气的目标，还需要大幅加快可再生能源装机容量的部署。与此同时，为满足其他领域日益增长的需求（包括数据中心等快速增长的新需求来源），也需要相应的可再生能源产能。例如，根据埃及《国家低碳氢能战略》，该国到 2030 年实现 150 万吨/年的可再生氢气生产目标，需要约 19GW 的电解能力。然而截至 2025 年底，该国已安装的可再生能源装机容量仅为约 8GW。若以过去五年约 7%的增长率计算，要再新增 19GW 用于纯氢气生产的装机容量，还需 19 年时间才能达到政府目标。到 2030 年新增 19GW，将需要将增长率提高近一倍至 18%，并确保所有新安装的产能全部专门用于氢气生产。

[5] 相比之下，这将需要约 3GW 的电解能力，假设电解槽效率为 60%，每年满载时间为 5000 小时。
[6] 荷兰将 3-4GW 电解目标推迟到 2035 年，阿格斯媒体集团。版权所有（2025 年 9 月 17 日）。

IEA. CC BY 4.0.

图1.8 到 2030 年，选定技术的平均年增长率与低排放氢的历史和预期增长率的比较，以及氢项目的交付时间



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS = 碳捕集、利用与封存；FID = 最终投资决策。左侧图中的低排放氢（2025-2030 年）考虑了已投入运营、在建或已完成最终投资决策的项目，目标是在 2030 年前投入运行。项目工期基于 2020 年至 2026 年间启动运营的 50 个项目数据。

来源：国际能源署基于国际能源署（2026）的分析，2026 年全球电动汽车展望；国际原子能机构反应堆信息系统；国际能源署氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）。

预计未来几年低排放氢气生产将增长更快，但由于项目实施周期较长，到 2030 年的部署水平将在未来两年内确定。

实现 2030 年目标在很大程度上取决于能否尽快做出投资决策。根据过去五年内投入运营的大型项目经验，电解项目的典型从获得 FID 到投产的时间为 1 至 4.5 年，而 CCUS 项目则为 2 至 3.5 年。这些时间范围受到项目规模、参与方的经验（尤其是近年来成功扩大项目规模的单位）以及国内法规的影响。因此，中国开发商已能在一年内建成并投入运行超过 50 MW 的电解项目，而欧洲和北美较小的项目通常需要 1.5 至 3.5 年才能进入运营阶段。为实现 2030 年目标，预计在 2026 年至 2027 年间，需达到约 2200 万吨/年的低排放氢生产量以达到 FID，相比 2024 年至 2026 年期间的产量增长了 12 倍。

要使项目达到 FID，必须满足若干必要的框架条件。项目需要能够获得承购协议，并可获取支持性政策，以缩小与化石燃料生产之间的成本差距。此外，项目还需要一个监管制度健全、氢气专用基础设施（用于连接生产者和用户）以及配套基础设施（特别是电网和 CCUS 网络）得以落实的运营环境。尽管近年来成功满足所有条件的项目数量有所增加，但大多数项目仍难以实现，这有时导致项目被取消、延误或规模缩减。有多种政策选择可以在克服这些障碍方面发挥关键作用：

- **需求拉动的政策与法规：**在市场发展的初期阶段，政策对于创造需求以及明确来自市场的长期需求至关重要，从而促进承购。值得注意的是，欧洲多个以炼油为导向的项目在明确《可再生能源指令》（RED）运输目标将被纳入国家立法后，已获得 FID。鼓励使用低排放氢和氢基燃料的法规（如强制配额、强制性要

IEA. CC BY 4.0.

求或燃料标准），可辅以支持机制（如差价合约或终端用户激励措施）来帮助先行者。此外，政府可通过公共采购低排放氢基产品、需求聚合机制（如买家联盟）、建立市场中介机构以分担用户和生产者承担的部分风险（借鉴 H2Global 的做法），或提供政府背书的销售保障等方式，更积极地推动市场需求的形成。

- **支持方案设计的改进：**首批支持方案已成功吸引私人投资，多个项目得以推进。然而，由于无法进入后续阶段，部分项目不得不退还已获得的资金。未来这些方案的申请可借鉴以往经验，优化方案设计。这包括建立明确的资格标准（例如具备稳固的承购协议或自用消纳能力、配套支撑基础设施的准入许可已落实、完成前端工程设计，以及拥有清晰的商业方案以缩小与成熟现有技术之间的成本差距），以确保资金支持能够精准投向可立即开工的项目，提高项目成功完成的可能性。此外，方案应充分考虑项目的实际工期，特别是针对旨在规模化推广新技术的项目。最后，应尽量加快申请流程，避免因延误导致开发成本上升，同时防止项目可行性发生变化。

- **加快审批流程并促进关键基础设施的接入：**高效的审批程序和便捷的基础设施获取，可显著缩短项目周期。在可再生能源部署方面取得的成功举措（如欧盟的可再生能源加速区，或埃及、摩洛哥和阿拉伯联合酋长国等国家的土地特许协议）均可复制并适应低排放氢项目的需要。此外，政府应努力减少该类基础设施建设、升级和现代化过程中的延误，因为二氧化碳输送网络的有限供应以及电网拥堵正逐渐成为氢能大规模推广的重要瓶颈。

自 2020 年以来，氢能领域取得的进展令人印象深刻，预计本十年下半叶将实现加速增长，其成效与其它清洁能源技术的成功案例相当。如果实施支持性政策，部署进程甚至可以进一步加快。然而，距离本十年结束的时间所剩无几，加之当前部署水平与 2030 年宣布的目标之间仍存在差距，表明在现有条件下，许多这些目标不太可能实现。

各国政府应重新评估其宣布的雄心，以反映市场现实，并回应近年来日益重要的因素，例如能源安全和供应多元化，从而加强氢能战略。这一调整可借鉴 2020 年代初启动的第一轮战略所积累的经验教训，包括：鉴于市场尚处于早期阶段，需缩短审查周期；实施渐进且动态的监管政策，可根据市场成熟度进行调整；采用整体性方法，发展低排放氢的完整产业链，同时考虑氢气及其他竞争技术的成本变化。此外，调整还应设定更长期的目标，以引导私人投资。然而，仅靠目标本身不足以引导私人投资，任何目标都必须辅以快速落实实现这些目标所需的政策和激励措施。

IEA. CC BY 4.0.

随着勘探兴趣的增加，地质氢是否正接近商业化应用？

对地质氢气的兴趣迅速增长，这得益于私人资本的增加以及越来越多的勘探项目。然而，资源潜力仍高度不确定，必须通过钻探来加以验证。目前尚无任何单个油井的具体潜在储量估算，且仅有一部分资源在技术和经济上具备开采可行性。尽管一些评估显示全球至少存在 10 亿吨氢气，而最佳估计约为 5.6 万亿吨，但实际产量可能远低于资源可采量。例如，如果最佳估计资源中仅有 1%可被开采，其相当于当前氢气消费量约 560 年的用量。尽管形势积极，但勘探工作仍处于非商业化阶段，仍需进一步研究以更准确地掌握资源基础条件，验证合适的提取技术，并明确生产经济性。

地质氢是指在地球地下产生的氢气，包括通过自然发生的地质和地球化学反应生成的天然氢气，[7]以及由人为干预诱导或加速产生的刺激性地质氢气。天然氢气依赖于寻找并开采已存在的储层，而刺激性方法则旨在通过诱导氢气生成来提高可预测性并降低勘探风险。其方法包括刺激性矿物反应，例如人工蛇纹石化或矿物碳酸化 [8] 以及原位烃类转化 [9]。

过去一个世纪以来，天然氢气在多种地质环境中已被记录。然而，由于认为其高反应性和扩散性会限制积累，这些发现一直未受到足够关注。1987 年，在马里布尔阿凯布古地区进行水井钻探时，意外发现了一口天然氢气井，但此后二十多年间鲜有关注。自 2012 年以来，该井已产出约 5 吨/年的氢气（每年相当于 100 桶原油），用于发电。2024 年，研究人员在阿尔巴尼亚的布勒基泽蛇绿岩中发现了一个氢气储层，[10]该储层从地下矿体中至少释放出 200 吨/年的氢气，这表明某些蛇绿岩系统可能存在天然氢气的积累潜力。因此，该领域正从“证明天然氢气存在”转向评估商业上可行的富集区位置、如何在钻探前识别它们，以及储层是否能够维持商业级的流量水平。

近期市场动态表明，人们对地质氢气的预期正在不断上升（图 1.9）。截至 2026 年 5 月，活跃于天然氢勘探的上市公司股票回报指数较 2024 年基准水平已增长三倍，远超与之相关的更广泛的氢能及上游油气企业组合所取得的温和涨幅。在 2024 年年中之前，天然氢相关投资组合的表现与这些更广泛组合趋同。

[7] 目前已经确定了几种天然氢的形成机制，其中蛇绿岩作用被认为是最重要的：水和富含铁的岩石之间的反应产生氢，并积累在地下储层中。

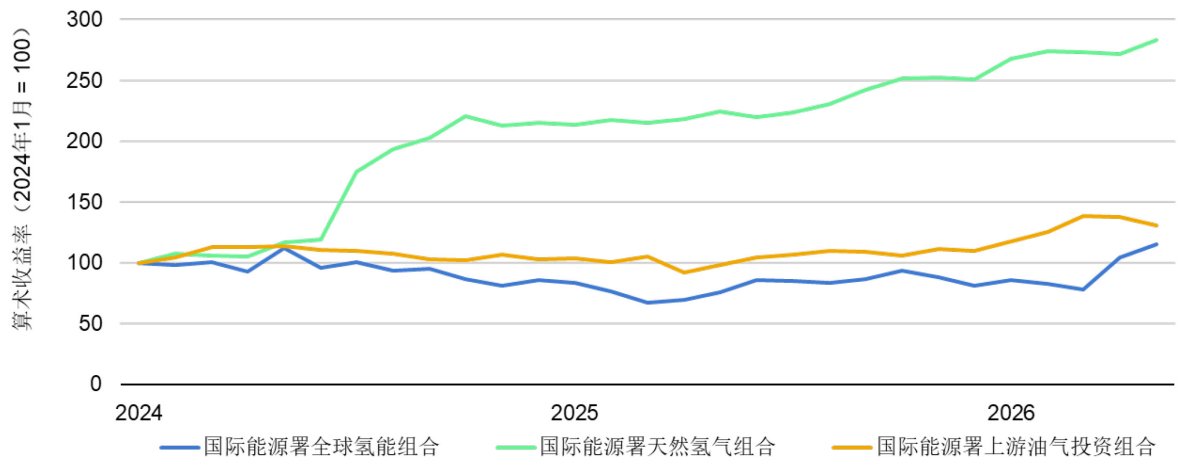
[8] 利用水和二氧化碳注入超基性岩石，通过矿物碳化和二氧化碳封存同时生产氢气。该方法可结合氢气生产与永久性二氧化碳储存，实现双重效益。

[9] 有关这些技术的更多详细信息，请参阅 ETP 清洁能源技术指南。

[10] 蛇绿岩是一类独特的基性及超基性岩石组合，其含铁矿物可通过蛇纹化作用产生氢气。

IEA. CC BY 4.0.

图1.9 自然氢勘探、氢能相关活动及上游油气行业部分企业的加权股票回报率，2024 年 1 月—2026 年 5 月



IEA. CC BY 4.0.

注：投资组合指数基于每月股票回报构建，2024 年 1 月设定为 100。每月投资组合回报计算为各投资组合所包含公司等权重平均回报，并进行复利计算以显示随时间累积的绩效表现。国际能源署天然氢投资组合包含 11 家在公开市场上市的公司，其市值可能受天然氢前景的影响，选择依据 NatH2 指数。相关股票代码包括 EONE CN、GTC LN、GHY AU、HDRO CN、HHEXF US、HYT AU、MAXX CN、PRM AU、QIMC CN 和 REVX CN。IEA 全球氢能技术投资组合包含 55 家在公开市场上市的公司，其股票代码列于第 6 章；IEA 上游油气投资组合则包含 37 家仅从事上游及中游业务的上市公司。2026 年的数据截至 2026 年 5 月。

来源：基于彭博终端数据的国际能源署分析。

天然氢勘探股带来了近三倍的回报，远远超过了氢相关和上游油气投资组合的温和收益。

在风险投资（VC）领域，自 2023 年以来，地质氢气初创企业已筹集近 5 亿美元，约占氢能生产技术领域风险投资总额的 15%。尽管整体氢能领域的风险投资呈下降趋势，但对地质氢气的投资却有所增加。然而，资金仍高度集中，以美国公司 Koloma 为例，其自然氢气项目吸引了约 90%的资金，这意味着早期的技术学习与少数企业的进展密切相关。不过，其他初创企业的近期融资情况表明，创新格局正逐步扩大，例如法国公司 Mantle8 于 2026 年 5 月宣布完成 3600 万美元的融资，美国公司 Vema 则在 2025 年为增强型地质氢气项目募集了 1300 万美元。

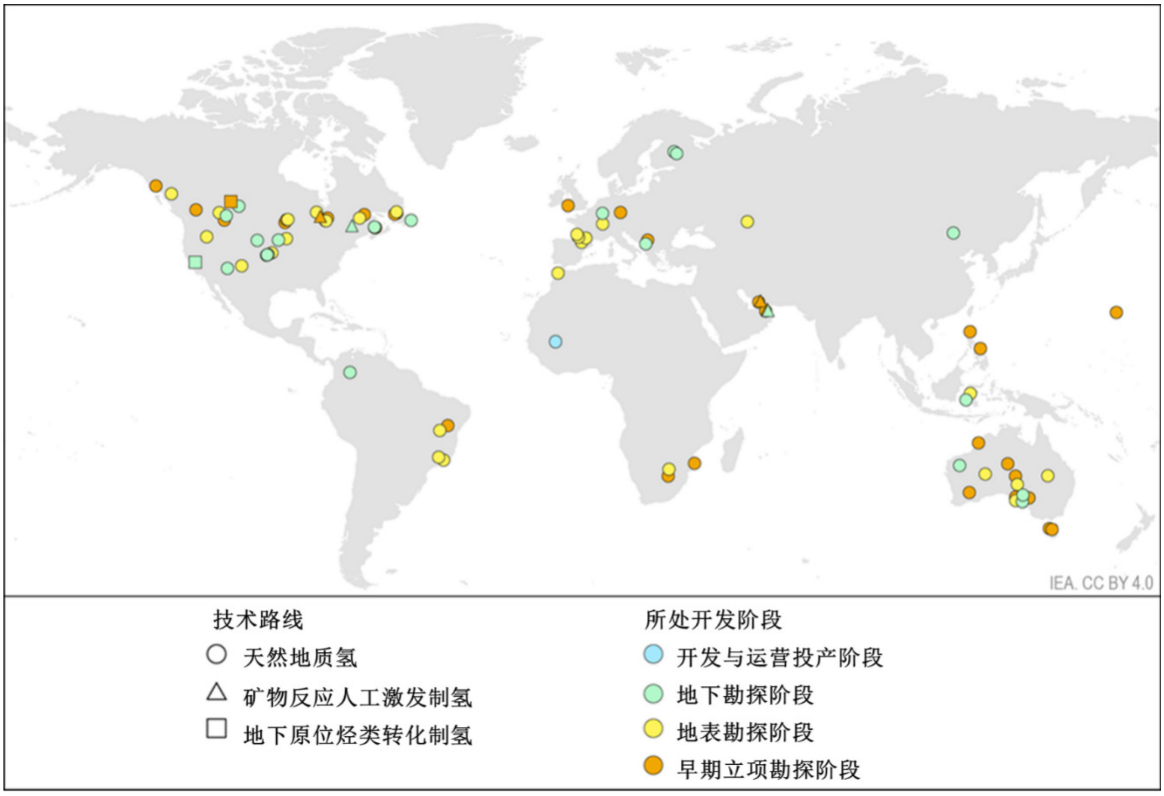
市场高涨的关注度正在催生一大批勘探项目储备，牵头主体包括初创企业、中小型油气上游公司以及矿业企业（图 1.10）。大型企业大多通过企业风险投资（Corporate VC）的方式参与其中，代表企业有英国石油公司（BP）、福蒂斯丘金属集团（Fortescue）、三菱瓦斯化学、三菱重工业、大阪瓦斯、力拓集团以及丰田汽车。地质成因氢气勘探项目的开发路径整体可参照天然气上游勘探开发项目，不过当前相关工作仍集中在早期资源发现阶段，以地表与地下勘探为主。

- **早期勘探阶段：**已取得勘探许可或土地租赁协议，但尚未开展实质性勘探作业。
- **地表勘探阶段：**开展地质研究、地球物理勘测以及土壤气采样检测工作。
- **地下勘探阶段：**实施初探钻井，证实地下氢气赋存，并评价地层基础地质特征。

IEA. CC BY 4.0.

- **储量评价：**通过补充钻井与储层专项研究，评估氢气产出流量、储层动态特征、资源储量规模以及项目整体可行性。
- **开发与生产运营阶段：**依次完成工程设计、施工建设、装置调试与规模化采气生产，项目生命周期末期开展设施退役关停作业。[11]

图1.10 2026 年按开发阶段划分的地质氢气项目



来源：国际能源署（2026 年），国际能源署氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）。

地质氢气勘探已覆盖近 30 个国家，但目前仍处于早期阶段，仅在马里有一口正在运行的井，首批项目正转向地下勘探。

国家和地方司法管辖区目前正在以不同的速度制定天然氢或更广泛的地质氢框架，各国可以根据其最先进的勘探活动和监管准备程度进行分组。在已更新框架的地区，通常会调整现有的碳氢化合物和/或采矿法律；而在其他地区，监管不确定性可能延缓地下资源勘探进程。

- **已钻探多口勘探井。**美国在勘探钻探方面处于领先地位，2019 年在内布拉斯加州钻探出第一口专用天然氢气井。此后，相关活动主要集中在中大陆裂谷地区，目前在内布拉斯加、堪萨斯州和爱荷华州持续开展钻探工作，同时亚利桑那州和爱达荷州也有所进展。与许多国家不同，地下资源通常由国家所有，而地下

[11] 蛇绿岩是一类独特的基性及超基性岩石组合，其含铁矿物可通过蛇纹化作用产生氢气。

IEA. CC BY 4.0.

权益往往由私人持有，这使得能够直接与土地所有者签订租赁协议。目前尚无专门的联邦框架，监管工作正逐步在各州层面展开：2026 年 4 月，爱荷华州成为首个通过专门立法的州，该立法涵盖了运营商义务及资源税规定 [12]。在澳大利亚，2023 年在南澳大利亚开始钻探，已钻探四口井，最深可达 855 米。2021 年，天然氢气被纳入南澳大利亚《石油与地热能源法》，西澳大利亚于 2024 年引入了类似条款。在加拿大，2025 年 11 月在萨斯喀彻温省钻探出第一口勘探井，随后于 2026 年 4 月在新斯科舍省钻探了一口 900 米深的井。萨斯喀彻温省已将天然氢气纳入现有的氦气及相关气体许可范围，以反映其成熟的氦气产业；而新斯科舍省则于 2026 年 4 月通过了专门的地下能源立法，涵盖天然氢气及其他资源。

- **首批已钻探或计划开发的勘探井。**少数国家已从地表勘探转向钻井作业。2022 年，法国将天然氢纳入矿业法典，2026 年 3 月钻探了一口深达 3665 米的井，成为全球最深的天然氢井。中国于 2025 年在内蒙古钻探了第一口天然氢井（800 米）。哥伦比亚于 2023 年更新了框架，纳入天然氢，并于 2025 年开展勘探钻井。未来还计划进一步钻井。阿曼目前关注塞梅尔蛇绿岩层，多家国际企业已与当地合作伙伴签署协议，并在该区域建立了一口研究性试验井，测试了受控氢气生产技术，其基础是“阿曼钻探项目”对地下地质特征的分析。在阿拉伯联合酋长国，一家国有石油公司正计划于 2026 年与国际合作伙伴共同在塞梅尔蛇绿岩层首次钻井。菲律宾于 2024 年举办政府主导的拍卖会，此后已授予多个勘探合同。西班牙计划于 2026 年在 H2 地区钻探一口 4000 米的评估井，但监管不确定性导致进展受阻。

- **地表勘探和土壤气体调查。**其他国家仍处于勘探初期阶段，主要集中在实地研究、地表勘探和土壤气体调查方面。巴西于 2024 年为天然氢勘探建立了法律基础，相关实施法规仍在制定中，地表勘探计划于 2026 年启动。南非在完成实地研究后颁发了勘探许可证，摩洛哥的公共机构以及哈萨克斯坦的研究人员已公布了土壤气体调查结果。比利时已批准为国家科学探索计划提供资金支持，用于天然氢的开发。

- **上游监管框架已更新，但目前勘探活动仍有限或尚未开展。**波兰于 2023 年修订了矿业法，纳入了天然氢气；德国 2026 年的《氢能加速法案》则允许采用标准的采矿许可程序。

下游监管框架尚未纳入地质氢，即使上游监管正在推进，也导致了低排放氢能支持计划的资格认定存在不确定性。在大多数司法管辖区，资格认定取决于对特定生产路径的温室气体排放核算，而这些核算目前并未涵盖地质氢。哥伦比亚已朝着这一

[12] 资源税是政府对自然资源开采征收的税款。

IEA. CC BY 4.0.

方向迈出一步，将地质氢归类为非传统可再生能源。在欧盟，地质氢未被纳入 RED III 中非生物源可再生燃料（RFNBO）范畴，也不被 2025 年低碳燃料温室气体方法论所覆盖。在美国，地质氢未被纳入清洁氢生产 45V 税收抵免的 45VH2-GREET 模型中，尽管生产者可申请临时排放率。澳大利亚和加拿大的氢能支持计划同样不涵盖地质氢。

技术创新有助于降低地质氢的勘探风险、压缩开发成本并缩短开发周期。地质氢开采可借鉴成熟的地下钻井技术，但该类技术仍需针对氢储层开展有效性验证。专用勘探技术流程正在逐步形成：融合地质学、地球化学、地球物理，结合三维/四维地下成像与人工智能数据分析，以此圈定具有勘探潜力的氢富集区，为钻井作业优选靶区。原位氢气分离技术同样取得创新进展，法国已开展相关技术试验。地质氢人工增产技术也在持续推进：Vema 公司已钻取首批试验井，并与为数据中心提供离网供电的 Verne 公司签署附条件承购协议。公共科研层面的支持力度不断加大，例如美国能源高级研究计划局（ARPA-E）资助的相关项目，以及日本地质氢前沿开发计划。

部分项目正逐步开展天然氢-氦联合勘探，原因在于二者可伴生赋存。多家企业现已同步勘探这两类资源，例如澳大利亚 Gold Hydrogen 公司的 Ramsay 项目，以及美国 HyTerra 公司的 Nemaha 项目。氦气能够改善项目经济效益，其市场价值高于氢气，并且在人工智能高性能芯片等半导体、医疗健康等领域的需求持续增长。与此同时，氦气供应格局高度集中，绝大部分氦气产自天然气处理环节，2025 年卡塔尔的氦气供应量占全球总量的三分之一。中东冲突爆发后的首月，氦气价格便实现翻倍，因此氢-氦联合勘探可开辟一条替代性供应渠道，并创造额外收益来源。还有部分项目在一体化勘探方案中同时评价天然氢、氦气与深部地热资源，例如瑞士 Geo Energy 公司的 Jorat 项目，以及德国 Tellus Energy Solutions 公司的 Kairos 项目。这也体现出业界愈发看重地热资源可提供全天候稳定供电的能力。

在尚未实现地质氢规模化开采的背景下，油气上游开发虽不能做到完全等同，但可为开发周期提供有价值的参考。对于 2010 年后投产的油气项目，从初步勘探到油气发现平均约需 5 年，之后到 FID 的周期存在较大波动，而从最终投资决策到项目投产一般不足 5 年。但该对比得出的基准可能偏乐观，21 世纪 10 年代的油气开发，得益于数十年积累的资源评价成果、储层认知以及成熟完备的开发工艺，而地质氢尚处于更早的发展阶段。若地质氢行业所处阶段相当于 20 世纪 90-2000 年代的非常规油气，则想要实现大规模产能，还需要经历 10-20 年的技术攻关、资源评价与项目开发。陆上小型试验井有望在 2030 年代前期至中期实现首批产出，但大规模产出要等到 2040 年代之后。如果项目毗邻现有基础设施或消费中心，或是能够在相似地质条件下复用标准化开发方案，则开发周期有望缩短。这一点对人工增产型地质氢尤为适用：可借鉴页岩油气开发经验——随着技术不断成熟，钻井作业周期会逐步缩短。

IEA. CC BY 4.0.

马里与阿尔巴尼亚已证实存在氢显示，能够产出氢气，但尚未完成资源潜力验证，其余项目均尚未推进至评价阶段。因此，当前市值扩张与风险投资热度反映的是市场预期，而非已经探明的资源潜力。只有通过地下勘探与评价井钻探，证实氢气可稳定产出且浓度具备经济开采价值之后，地质氢的价值才能落地。现阶段仍需持续开展评估，其近期能够发挥的作用大概率较为有限。要释放地质氢的发展潜力，需要在上游勘探开发、下游应用端建立专门涵盖地质氢的监管制度，同时依靠技术创新降低钻井风险。

IEA. CC BY 4.0.

第 2 章 氢能需求

要点

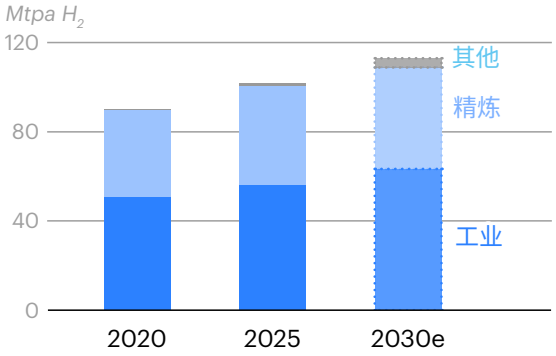
- 2025 年全球氢气需求增长近 3%，突破 1 亿吨，需求集中于工业与炼油领域的传统应用场景。中东冲突带来的影响，使氢气现有应用的短期前景存在不确定性，化肥生产与贸易领域尤为突出。
- 2025 年低排放氢需求增长 20%，接近 100 万吨。但政策落地推进迟缓、不确定性高，无法破解低排放氢推广面临的主要障碍，制约其规模化快速应用。
- 2025 年新增低排放氢承购协议规模达 170 万吨/年，与 2024 年持平。全部新增协议中，五分之一为确定性承购协议，主要集中在发电、工业以及炼油领域。面向跨境贸易的协议规模首次超过本土自用协议。
- 2025 年招标采购的低排放氢规模小幅上涨，超过 100 万吨/年。截至 2026 年第一季度，其中已有超 30 万吨/年完成签约，得益于欧洲与印度出台的配套政策法规，项目进展主要集中在炼油与化肥行业。
- 炼油与工业依旧是低排放氢落地应用的两大核心行业。基于至少完成 FID 的项目测算，到 2030 年，炼油厂及工业设施的低排放氢产耗规模预计将达到 250 万吨。
- 受中国重卡销量增长、韩国乘用车销量回暖推动，2025 年燃料电池汽车（FCEV）保有量增长 20%，接近 13 万辆。在两国政策驱动下，预计 2030 年保有量将增至当前的三倍；其中重卡、客车分别占氢能消费量的约 60%、30%。
- 船运领域，国际海事组织（IMO）净零排放框架落地存在诸多不确定因素，欧洲相关法规成为氢能燃料短期推广的核心驱动力，但多数情况下，现有政策仍不足以推动船运燃料完成替代。
- 航空领域，欧洲的强制政策仍是氢能应用的唯一驱动因素；预计本十年内，氢能航空对机票价格造成的影响有限。但由于确定性承购协议依旧稀缺，新增产能投资进展滞后。
- 电力行业氢能应用推进缓慢，发展集中于日本、韩国。日本依托政策扶持推动项目完成投资审批；而韩国政策重心发生调整，行业前景相较往年趋于谨慎。

IEA. CC BY 4.0.

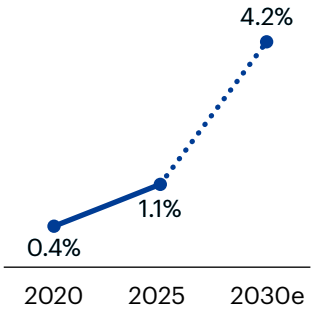
氢能需求

全球氢气需求在2025年首次超过1亿吨，主要集中在炼油和工业领域，但由于中东冲突，短期前景不确定。

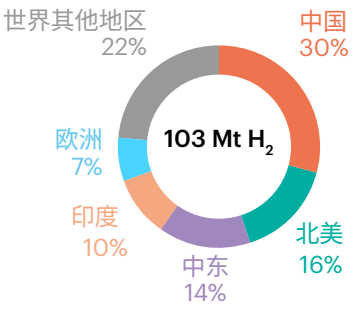
按行业氢气需求



新氢能应用份额

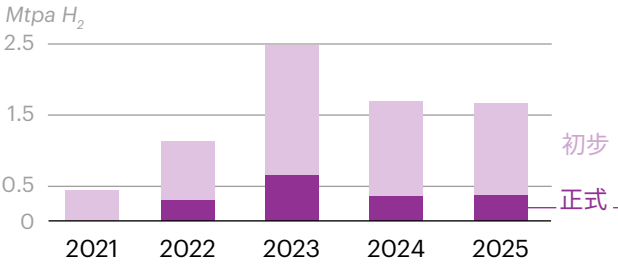


区域氢能应用, 2025

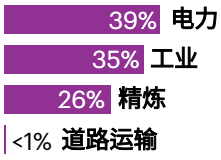


2025年的新购电协议数量与2024年持平，其中炼油、发电和工业应用占据了几乎所有新的固定协议。

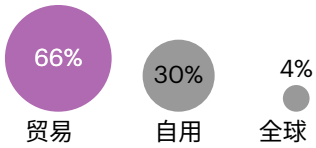
年度新购电协议



2025年的**公司采购**已解锁生产投资

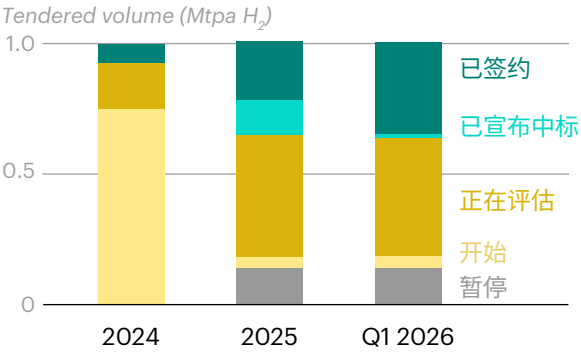


欧洲和**日本**的政策使企业能够与国际贸易相关联地进行大宗采购。

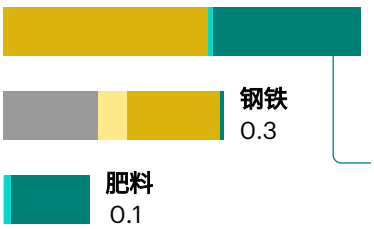


2025年，低碳氢采购招标量小幅增长，但已招标量中已有35%完成签约，推动生产项目达到最终投资决策（FID）。

氢气招标进展



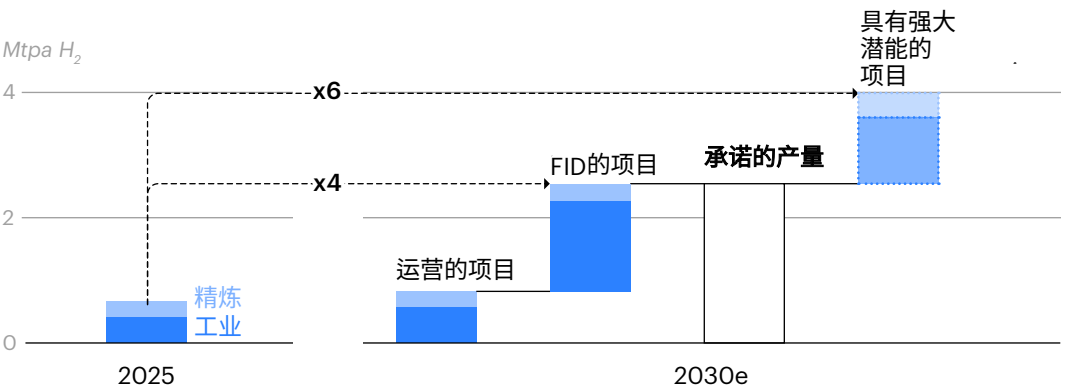
按行业划分的氢气招标状态 Q1 2026



三分之二的合同量来自**精炼**

欧洲和**印度**是**100%**的招标地区

炼油和化工行业是低排放氢气应用的引领者，其已承诺的项目到2030年将实现250万吨的自用生产。



中国正在推动**工业**增长，**欧洲**正在推动精炼增长

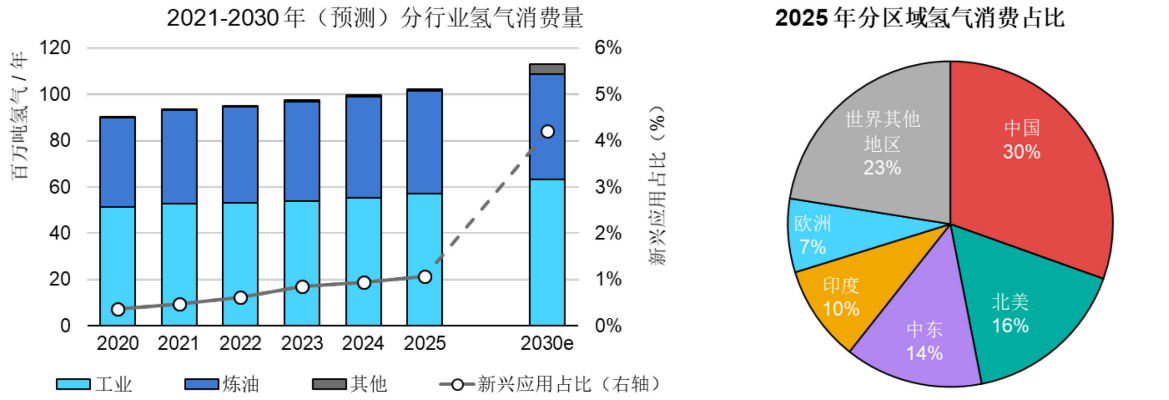
工业50% 的承诺项目目标是氨生产

IEA. CC BY 4.0.

概述

2025 年全球氢能需求增长近 3%，首次突破 1 亿吨（图 2.1）。中国仍是全球最大的氢气消费国，占全球总需求近 30%；其次为北美（16%）与中东（15%）。2025 年各主要市场氢气需求均实现增长，仅欧洲除外，其需求相较 2024 年基本持平。印度（+4%）与中东（+3%）增幅最高，两个地区的炼油行业与工业领域氢气需求同步增长。

图2.1 2021-2030 年各行业和地区对氢能需求



IEA. CC BY 4.0

注：“其他”包括交通运输、发电、氢基燃料生产、建筑以及生物燃料升级。
数据来源：国际能源署基于 Argus 媒体集团的数据分析，版权所有；国际肥料协会和世界钢铁协会。

2025 年全球氢气需求量超过 1 亿吨，主要集中在炼油和工业等传统应用领域。

这一增长趋势预计将在 2026 年持续，延续了数十年的长期发展，仅因新冠疫情在 2020 年中断。然而，2026 年 2 月 28 日爆发的中东冲突可能对该趋势产生重大影响。该地区是氨、甲醇和精炼石油产品的大型生产与出口国。此外，中东国家也是中国、印度和欧洲的重要天然气供应国，而以天然气为原料的氢气生产满足了这些国家国内大量氢气需求。

2025 年，化工、钢铁行业和炼油业的传统氢气使用占全球氢气需求的绝大部分。[13] 而生物燃料生产、交通运输、发电以及新型工业用途等新兴应用领域首次超过了全球需求的 1%。这些领域的增长主要得益于氢气在生物燃料生产中的应用，其次则是交通运输领域需求的增长，尤其是中国重型卡车的需求上升。

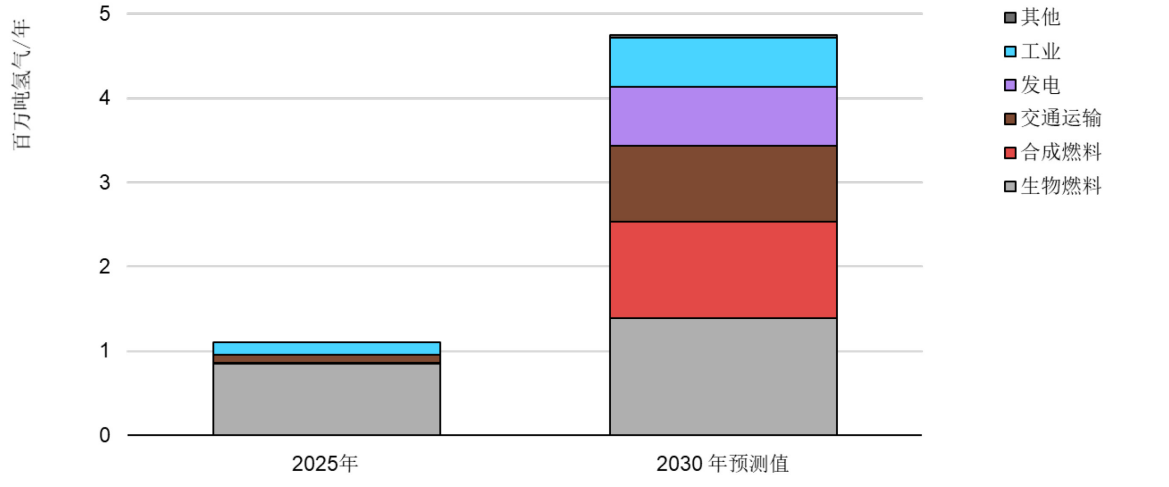
由于政策实施进展缓慢，政府在推动氢气及其衍生燃料在这些新应用领域需求方面的目标实现仍不确定。然而，已实施的政策可在短期内产生影响。到 2030 年，全球氢气需求可能超过 1.1 亿吨，其中新增应用将占增长量的三分之一，直至本十年末。到 2030 年，这些应用可能占全球氢气需求的 4%以上（图 2.2）。增长的主要驱动力是氢气在生物燃料生产中的应用，但用于发电、船运和航空的氢基燃料生产

[13] 有关全球氢能审查中需求如何报告的详细信息，请参见附录。

IEA. CC BY 4.0.

也贡献了相当大的份额。

图2.2 2025 年和 2030 年新应用领域的氢气需求



IEA. CC BY 4.0

新应用中的氢气需求目前仍较低，但预计由于氢气作为燃料的使用以及基于氢气的燃料使用量增加，这一需求将显著增长。

创造低排放氢的需求

2025 年，低排放氢的需求[14]增长了 20%，达到近 100 万吨。这一增长主要得益于现有工业流程中可再生能源制氢的使用增加，尤其是在北美和中国。自 2020 年以来，低排放氢需求增长了 60%，但仍占全球氢总需求的不到 1%。预计现有政策将推动一定规模的增长，到 2030 年可能超过 500 万吨。然而，这距离政府在 2020 年代初宣布的目标仍相去甚远。政策执行缓慢且缺乏确定性，未能解决推广的主要障碍——即与现有技术相比的成本差距（参见第 4 章）以及利益相关方对低排放氢未来市场前景的不确定性——从而阻碍了需求的更快增长。

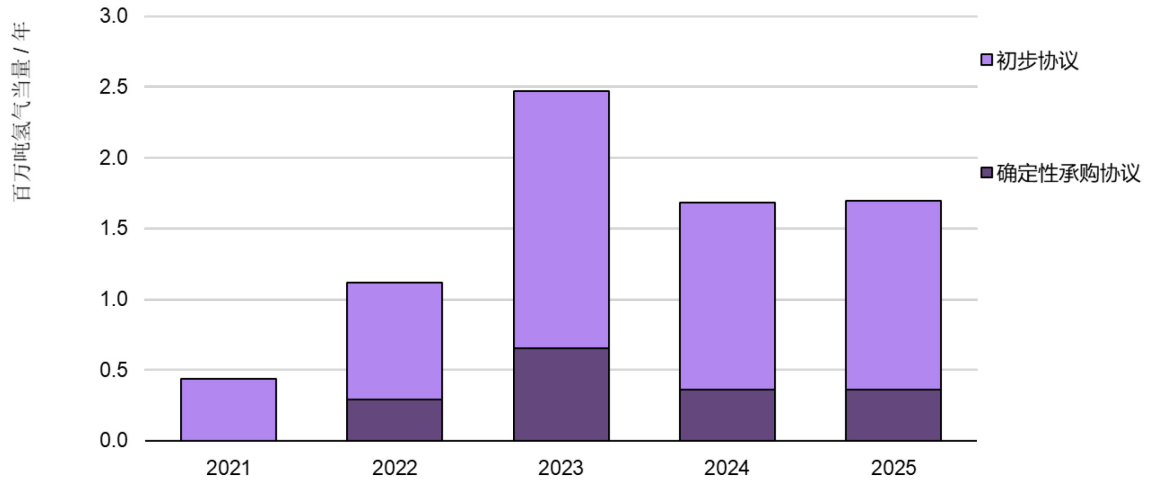
低排放氢的承购协议

2025 年签署的低排放氢及氢基燃料和产品的承购协议新增量约为 170 万吨/年，与 2024 年基本持平，但比 2023 年的峰值低了 80 万吨/年（图 2.3）。[15]截至 2025 年底，自 2020 年以来签署的承购协议累计氢气供应量已超过 750 万吨/年。然而，2025 年新签订协议中仅约五分之一的规模由固定承购协议覆盖。包含供应商与买方之间具有约束力合同条款的固定承购协议，可为供应商提供投资生产项目的确定性保障。相比之下，初步承购协议则更具不确定性；自 2020 年以来，已有 80 万吨/年的低排放氢被纳入初步承购协议，但随后被取消。

[14] 有关全球氢能展望低排放氢的定义详情，请参见附录。
[15] 分析仅包括披露商定金额的承购协议。

IEA. CC BY 4.0.

图2.3 2021-2025 年签署的低排放氢年度承购协议



IEA. CC BY 4.0

注：仅包含披露约定数量的承购协议。固定承购协议按其成为固定的年份分类，而后续年度才正式生效的初步协议仅在该年度纳入统计。已取消的协议已被排除在外。氢气生产及自用的公告未被纳入。

来源：国际能源署基于氢气及氢能燃料承购协议公告的分析，以及 Argus 媒体集团的数据；版权所有；彭博新能源财经和标普全球。

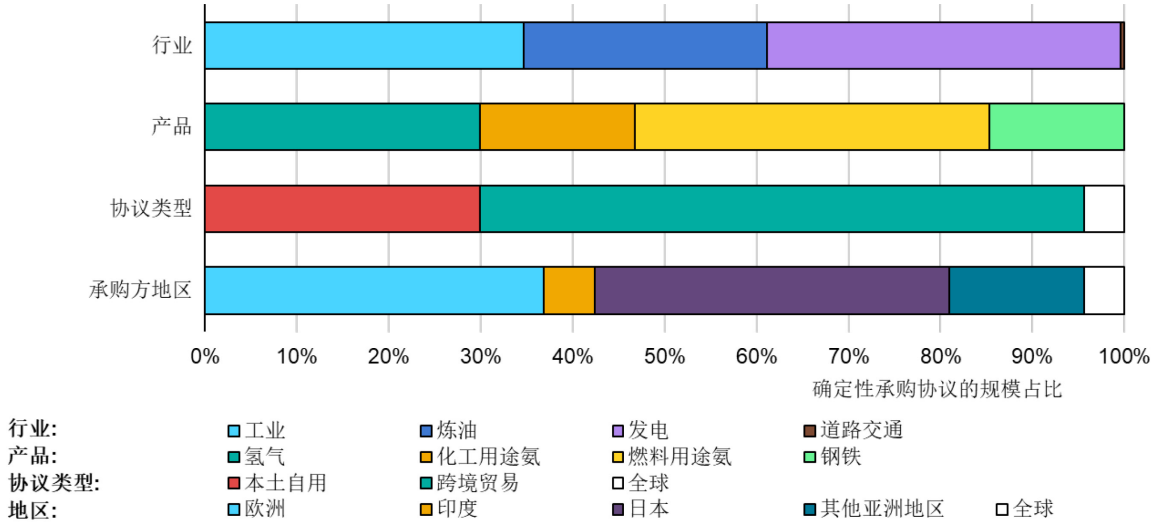
2025 年的新签合同量与 2024 年持平，自 2020 年以来的累计合同量已达到 750 万吨/年。

2025 年，低排放氢确定性承购协议规模达 36 万吨/年，几乎全部用于炼油、发电与工业领域（图 2.4）。炼油行业的确定性承购协议中，近 80%来自欧洲，其余来自印度。这表明，欧盟《可再生能源指令》（RED）的交通领域目标向各国国内立法转化落地，正在推动该行业形成氢能承购需求，这与炼油厂自用氢能生产项目完成 FID 的驱动逻辑相似（详见炼油章节）。发电领域仅有两笔承购协议，由日本 JERA 公司与三井物产签署，用于进口美国生产的氨（与 CF 工业公司成立合资企业开展项目）。日本政府的差价合约（CfD）机制为上述承购协议提供了支持；同时 JERA 与三井物产均获得日本国际协力银行的优惠贷款。工业领域两笔主要确定性承购协议，分别对应印度（合成氨生产）[16]与阿曼（炼铁）的制氢项目。

[16] 雅苒与印度生产商签署可再生氨包销协议，价格低于 680 美元/吨，消息来源：普氏氢能日报，2025 年 6 月 4 日。

IEA. CC BY 4.0.

图2.4 按行业、产品、协议类型和地区划分的 2025 年新签订的承购协议



IEA. CC BY 4.0

注：仅包含披露了约定数量的承购协议。未包含氢气生产及自用的公告。

来源：国际能源署（IEA）基于氢气及氢能燃料承购协议公告的分析，以及 Argus 媒体集团的数据；版权所有；彭博新能源财经和标普全球。

2025 年新签订的承购协议主要集中在发电、工业和炼油领域，以贸易为导向的协议首次超过了国内用途的协议。

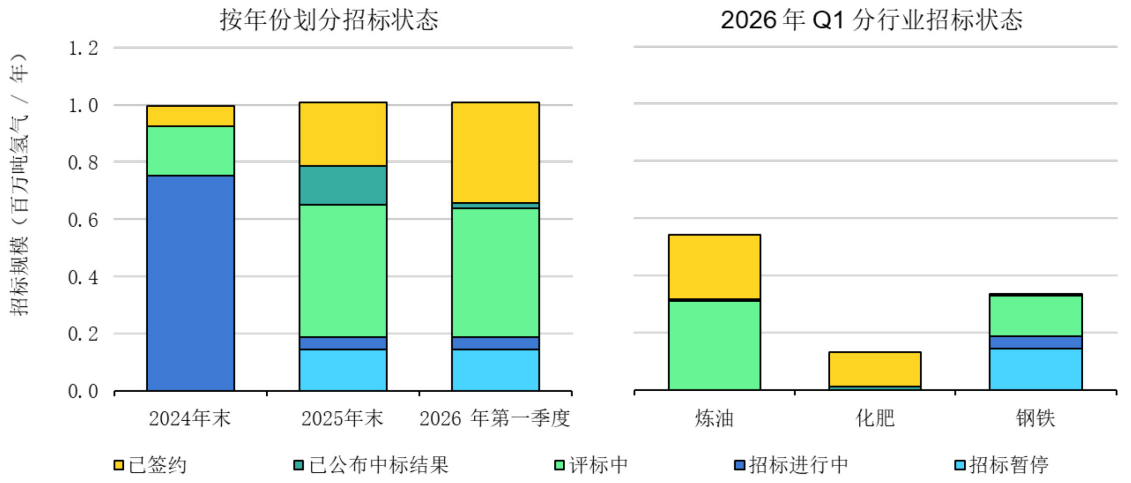
2025 年确定性承购协议中，三分之二为贸易导向型。这是贸易导向承购协议占比首次超过本土自用项目。签约规模中近 80%用于氨出口（供给日本发电以及欧洲化肥生产），剩余部分来自阿曼项目，该项目旨在向越南出口热压铁块，用于钢铁生产，产品最终面向欧洲出口。总体来看，低排放氢及其衍生产物的全球市场发展速度较为缓慢，但日本（供应链差价合约）与欧洲政策（碳边境调节机制（CBAM），叠加欧盟碳排放交易体系（ETS）免费配额逐步退出）正开始带动市场活跃度提升。

招标

2025 年，企业采购低排放氢及氢衍生产物的市场化招标进展较为平缓，但部分行业取得重要阶段性成果（图 2.5）。企业计划通过该招标机制采购的总规模去年仅小幅增长（相较 2024 年仅提升 1%），略高于 100 万吨/年 H_2-eq。但截至 2025 年末，实际签约规模超过 20 万吨/年，较 2024 年末签约量增长两倍。2026 年第一季度（Q1-2026）新增签约 13 万吨/年。此外，2024 年发起的大部分招标虽尚未进入最终签约环节，但在 2025 年均有所推进，至少完成评标阶段；已有 14 万吨/年规模的中标结果正式公布。

IEA. CC BY 4.0.

图2.5 2024-2026 年第一季度按状态和行业划分的低排放氢采购招标总数量



IEA. CC BY 4.0

注：在行业细分中，因规模较小（1200 吨/年）而被排除的建筑工地氢气使用招标项目已被剔除。
来源：国际能源署基于氢气及氢能燃料承购协议公告的分析，以及 Argus 媒体集团的数据；版权所有；彭博新能源财经和标普全球。

2025 年，低排放氢气采购的招标量仅略有增长，但到 2026 年第一季度末，已有 35%的招标量被合同锁定。

截至 2025 年底，合同量中超过 90%用于炼油，主要得益于 Total Energies 在 50 万吨/年招标项目中的进展。该公司已签署 20 万吨/年的合同，并计划于 2026 年完成剩余 30 万吨/年的协议。此外，印度已有三个规模较小的招标项目，合同总量达 2.5 万吨/年。这些供应合同的签署，已推动了欧洲和印度两地生产项目的 FIDs 启动。

在化肥领域，印度太阳能公司（SECI）于 2025 年 7 月至 8 月期间宣布[17]其双阶段招标项目中，13 家化肥厂获得了供应 72.4 万吨/年可再生氨（相当于 13 万吨/年氢气）的中标结果。此外，该公司在与化肥企业进行谈判后，已开始筹划第二次招标。[18]中标价格范围为每公斤氨（NH_3）49.75 至 64.74 卢比（约合每吨 NH_3 570 至 750 美元），相比国内典型的氨进口价格（2025 年约为每吨 330 至 525 美元）显著溢价，相当于高出 10%至 130%，并带来每吨二氧化碳减排成本 20 至 205 美元。与化肥生产商的交易（即最终确定采购量的合同签订）预计将在 2025 年底前完成，[19]但首批交易推迟至 2026 年。[20]2026 年 3 月，政府宣布已有 11 家化肥企业签署了超过招标总量 90%的合同，另有两家企业因无法继续供货而退出。[21]然而，目前仍存在不确定性，是否所有协议都将顺利推进。部分投标价格偏低，依赖于可能无法兑现的地区性激励措施，如果 SECI 需要承担全部溢价，则将超出招标的原始预

[17] Suryam 成功中标印度最后一轮绿色氨气拍卖，Argus 媒体集团。版权所有（2025 年 8 月 29 日）。
[18] 印度启动第二轮绿色 NH_3 招标计划，Argus 媒体集团。版权所有（2025 年 9 月 15 日）。
[19] 印度马德拉斯化肥公司或退出绿色 NH_3 招标，Argus 媒体集团。版权所有（2025 年 11 月 12 日）。
[20] 印度完成绿色 NH_3 供应及承购协议，Argus 媒体集团。版权所有（2026 年 3 月 30 日）。
[21] 两名印度绿色 NH_3 采购商退出，Argus 媒体集团。版权所有（2026 年 4 月 13 日）。

IEA. CC BY 4.0.

算。

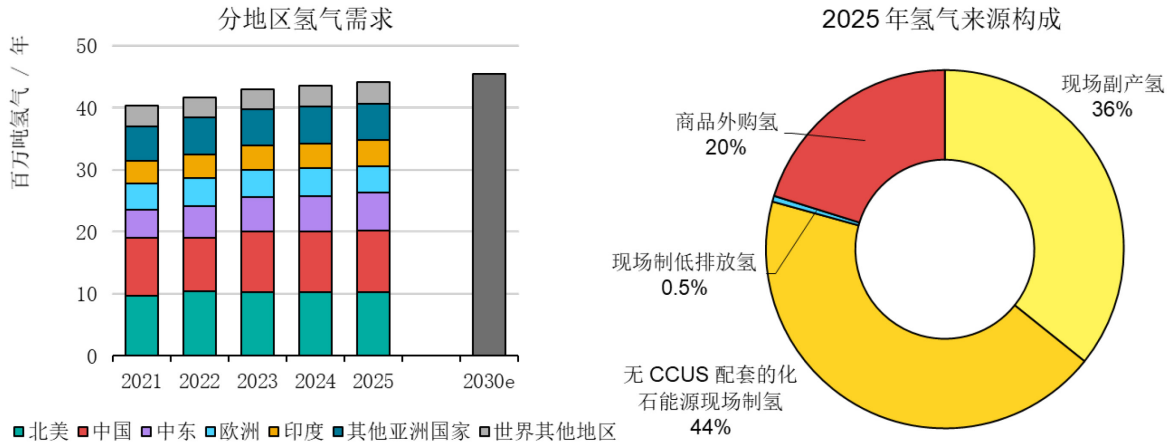
钢铁行业是招标进入合同阶段时面临最大困难的领域。截至 2025 年 9 月，仅有一项合同已签署，占中标金额的不到 2%。此外，2024 年启动的最大规模招标于 2025 年 3 月被暂停，原因是收到的报价超过了采购公司可接受的门槛。与炼油和化肥行业相比，钢铁行业招标转化为合同的比例较低，这表明当前低排放氢的成本溢价在钢铁行业比氢气现有用途更难消化。

炼油与生物燃料

炼油

2025 年，炼油厂对全球氢气的需求达到 4400 万吨，与 2024 年的需求相比仅略增 1%（图 2.6）。与 2024 年一样，炼油厂的氢气需求增长速度低于历史平均水平。北美地区需求量超过 1 亿吨，中国接近 1 亿吨，仍是炼油领域氢气需求最大的区域。大部分氢气由炼油厂内使用未经过净化的化石燃料直接生产（占 44%），以及在催化重油改质等工艺中作为副产品获得（占 36%）。其余 20%的氢气来自商业采购，且主要也来自未经过净化的化石燃料。

图2.6 2021-2030 年氢气在精炼过程中的使用（按地区和氢气来源划分）预测值



IEA. CC BY 4.0

注：不含 CCUS 的化石燃料=未进行碳捕集、利用和储存的化石燃料；"现场"指在炼油厂内生产氢气，包括专门的自产装置以及催化重整装置的副产品。

2025 年炼油行业对氢的需求增至 4400 万吨，但由于中东冲突的影响，短期内的增长前景仍不确定。

由于中东冲突，该地区及全球范围内的炼油行业可能受到影响，因此氢能领域的短期发展以及氢气需求前景存在不确定性。

IEA. CC BY 4.0.

专栏 2.1 中东冲突对炼油行业潜在影响

始于 2026 年 2 月 28 日的中东冲突已扰乱了石油市场，进而影响了炼油行业。在 2020 年至 2025 年间，中东地区原油出口量达 1600-1800 万桶/日，相当于美洲、非洲和欧亚大陆出口总量之和。此外，该地区是重要的炼油中心，拥有近 1200 万桶/日的炼油能力（占全球总产能的 10%以上），其中约三分之一用于出口。因此，中东成为炼油用氢气的最大消费区之一，2025 年的需求量达到 600 万吨。

霍尔木兹海峡关闭以及由此导致的原油出口减少，正在影响全球炼油活动，尽管区域影响程度不一。2025 年，美洲经合组织（OECD）国家为净出口国，从中东进口的原油不到 50 万桶/日；而欧洲经合组织国家在 2025 年的进口量为 130 万桶/日，亚太经合组织国家则进口了 460 万桶/日。相比之下，中国去年从中东进口了 500 万桶原油。由于政府和炼油厂对供应中断的担忧，已采取预防性减产措施，尤其是在亚洲地区。虽然现有的原油库存有助于维持炼油活动，但长期来看，炼油厂仍需通过获取更多原油来保障生产。

冲突正在影响中东地区的炼油活动。海峡关闭导致以出口为导向的炼油厂无法获得装货船舶，由于产品储存能力有限，被迫降低加工速度。此外，多家炼油厂遭到袭击，包括阿联酋鲁韦斯炼油厂（中东最大炼油厂，日处理能力达 82 万桶/日）、沙特阿拉伯拉斯塔努拉炼油厂（55 万桶/日）和巴林西特拉炼油厂（40 万桶/日）。此外，由于原油、天然气或电力供应中断，多家炼油厂被迫停止运营。对于受损的炼油厂而言，恢复生产并达到战前水平可能需要数周甚至数月时间。

全球炼油产能尚未得到充分利用，可能还存在部分闲置产能，可用于重新调整运营，部分弥补受损基础设施留下的缺口。然而，闲置产能的可用性仍存疑问。其中相当一部分闲置产能位于中国，该国已于三月禁止出口精炼产品。此外，如果由于海湾地区无出口导致原油供应受限，将无法获得用于运行这些闲置产能的原料。炼油厂还需调整运营以适应不同原油质量，这可能对其运营和产品范围产生影响。例如，一些亚洲炼油厂正从中东重质酸性原油转向美国轻质甜味原油，已开始考虑采购二次原料。*使用更轻质原油会减少这些中间型、较重产品的供应，而这类产品通常需在升级装置中加工，从而影响下游运营。此外，使用替代原料可能带来价格影响，因为中东在全球范围内通常是成本极低的供应来源。

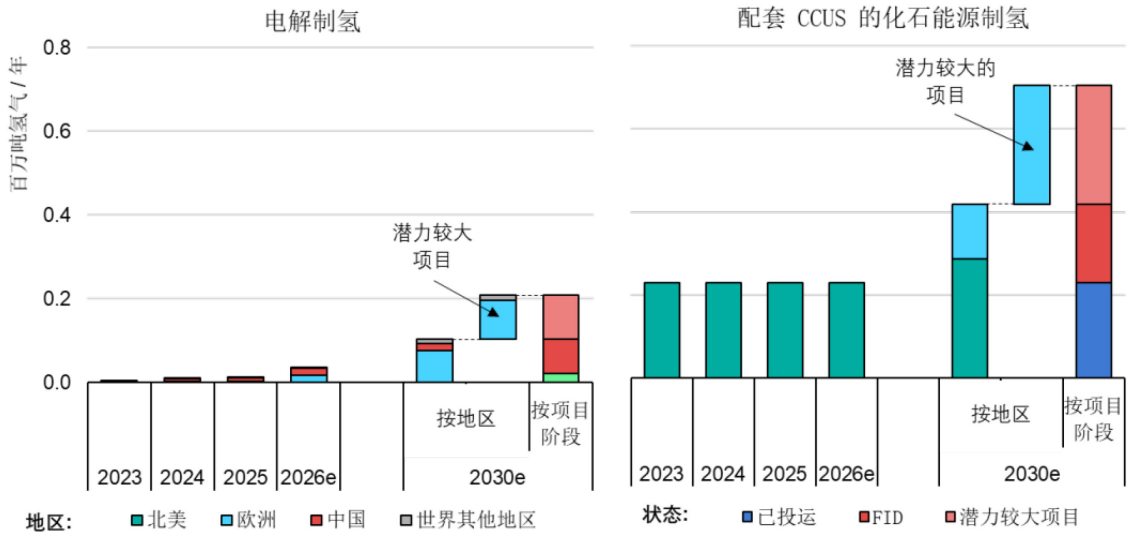
* 亚洲炼油厂在原油交割期间运行效率将降低，Argus 媒体集团，版权所有（2026 年 4 月 15 日）。

在炼油厂采用低排放氢气

2025 年，炼油厂使用低排放氢气的量占总需求的不到 1%，仍低于 25 万吨，与 2024 年的水平基本持平（图 2.7）。2025 年仅有少数几个小型电解项目投入运行，总装机容量不足 40 MW，生产量约为 1500 吨。

IEA. CC BY 4.0.

图2.7 2023-2030 年按技术与地区划分的宣布项目中现场生产的低排放氢精炼情况



注：CCUS 指碳捕集、利用与封存；FID 即最终投资决策；2026e 为 2026 年估计值；2030e 为 2030 年估计值。2026 年、2030 年的估算值基于截至 2026 年 5 月已完成最终投资决策的项目，对应目标商业投产时间分别为 2026 年、2027-2030 年。“Strong potential（潜力较大项目）”指尚未完成 FID，但依据《GHR-25》报告方法（本报告已更新）评估，具备较强潜力可在 2030 年前实现投产的项目。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），IEA 制氢项目数据库（2026 年 6 月）。

2025 年炼油行业的低排放氢气消费量不足 25 万吨，预计到 2030 年该规模将增长一倍以上；若各类潜力规划项目全部落地，消费量有望增至当前的四倍。

然而，短期前景乐观，尤其是在欧洲。目前希腊、荷兰、葡萄牙和西班牙的炼油厂正在建设 375 MW 电解能力，计划于 2026 年投入运营。对于采用 CCUS 技术从化石燃料制氢的项目，荷兰正在建设三个大型项目，旨在为鹿特丹港的炼油厂供应氢气，预计今年可投入运行。但由于共享二氧化碳基础设施的延迟，这些项目已推迟至 2027 年下半年。如果仍按原计划在 2026 年投入运营的项目能够按时实现，那么与 2025 年相比，2026 年全球炼油厂用氢量的低排放使用量可能增长近 10%。一旦 2026 年开始运营的生产设施达到满负荷运行（因为大规模项目需要数月时间才能逐步提升产能），并有新项目于 2027 年投入运行，2027 年的产量将同比增长 30%。

欧洲投产项目数量有所上升，这得益于低排放制氢项目首批大规模扶持政策，例如欧盟的欧洲共同利益重要项目（IPCEI）以及荷兰政府的 SDE++补贴计划。此外，部分欧盟成员国正在将《可再生能源指令（RED）》中针对交通运输领域的非生物来源可再生燃料（RFNBO）的目标转化为本国立法。欧盟约 70% 的炼油产能分布于如下国家：这些国家在转化 RED 指令时，允许炼油环节使用可再生氢计入该目标考核；但仅有不到 50%的炼油产能所在国家完成了立法的全部转化工作。剩余近 25%炼油产能所处国家，相关法案仍处于意见征询阶段（图 2.8）。此外，比利时、

IEA. CC BY 4.0.

法国、[22]德国 [23]与西班牙已提出 2030 年之后的长期发展目标。这为炼油企业释放了明确的政策需求信号，推动其加快应用低排放氢气。

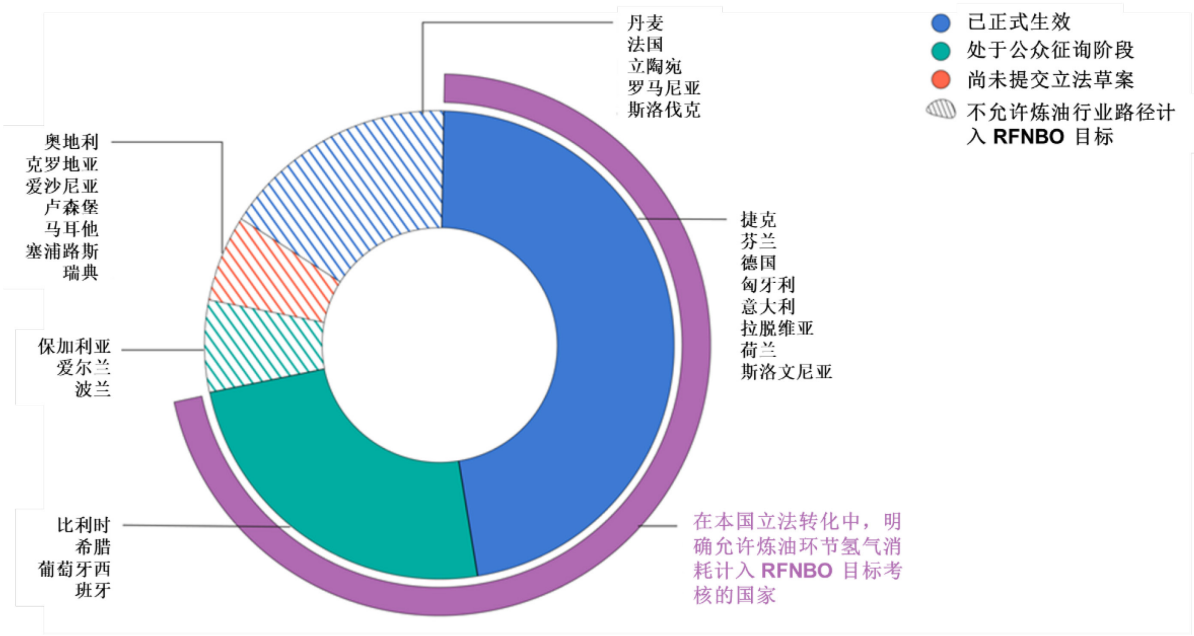
仅统计已投运、在建以及已完成 FID 的项目，到 2030 年，全球炼油行业低排放氢的产用规模可超过 50 万吨。目前，北美占据全球炼油领域低排放氢消费量的 95%。但受欧洲发展势头拉动，预计到 2030 年该占比将降至 55%；欧洲占比将从当前约 1%提升至 40%。欧洲预期产量中约三分之一来自电解制氢项目（约 7 万吨），该规模相当于欧盟实现交通领域 RFNBO 指令目标所需氢气需求量的 8%。印度相关产业起步晚于欧洲与北美，但受炼油厂以建设-拥有-运营采购模式开展可再生氢项目招标的推动，2025 年市场活动十分活跃。其中 3 个项目（年产 2.5 万吨氢气）已完成签约，中标价格为 279[24]-397 印度卢比//kg H_2（约 3.0-4.6 美元//kg H_2），且已有 1 个项目完成 FID。对比印度无碳捕集配套的天然气制氢成本（过去 5 年为 1.6-2.3 美元//kg H_2），本次招标结果对应的成本溢价为 30%-185%，二氧化碳减排成本区间为 65-295 美元/吨 CO_2。

除已落实项目外，还有接近 40 万吨的炼油行业潜在制氢产能具备在 2030 年前投产的较大可能性（见第 3 章），该部分产能主要集中在欧洲——当地监管体系完善且政策扶持力度较强。倘若这部分潜力项目顺利落地，到 2030 年，欧盟炼油厂近 15% 的氢气消费可由低排放氢供给，可再生氢还可满足《可再生能源指令》（RED）目标所需氢气需求量的 15%以上。若把炼油厂可从在建商业化外销项目获取的额外供应纳入考量，上述占比还将进一步提升。经测算，在建及已完成 FID 的项目，到 2030 年可为全球炼油厂额外提供 20 万吨低排放氢气。

[22] 法国议会部分通过 RED III，Argus 媒体集团。版权所有（2026 年 2 月 18 日）。
[23] 德国联邦参议院投票支持提高绿色氢气配额，Argus 媒体集团。版权所有（2026 年 2 月 2 日）。
[24] 印度 NeuEN 确认赢得 NRL 绿色氢气招标，Argus 媒体集团。版权所有（2026 年 3 月 24 日）。

IEA. CC BY 4.0.

图2.8 2026 年 5 月，欧盟炼油产能及《可再生能源指令》交通运输领域非生物来源可再生燃料（RFNBO）目标的国家立法转化情况



IEA. CC BY 4.0

注：RFNBO 指交通运输领域应用的非生物来源可再生燃料。本文件中涉及“塞浦路斯”的相关信息均指该岛南部区域。该岛目前不存在能够同时代表土族塞人与希族塞人的统一权力机构。土耳其承认北塞浦路斯土耳其共和国（TRNC）。在联合国框架内达成持久、公平的解决方案之前，土耳其将维持其关于“塞浦路斯问题”的立场。除土耳其外，联合国全体成员国均承认塞浦路斯共和国。本文件相关信息针对塞浦路斯共和国政府实际管辖区域。

数据来源：国际能源署基于欧洲燃料协会数据整理分析。

欧盟 70%的炼油能力位于允许在炼油过程中使用可再生氢气以计入交通领域 RFNBO 使用减排目标的国家，从而提供了监管上的确定性。

生物燃料

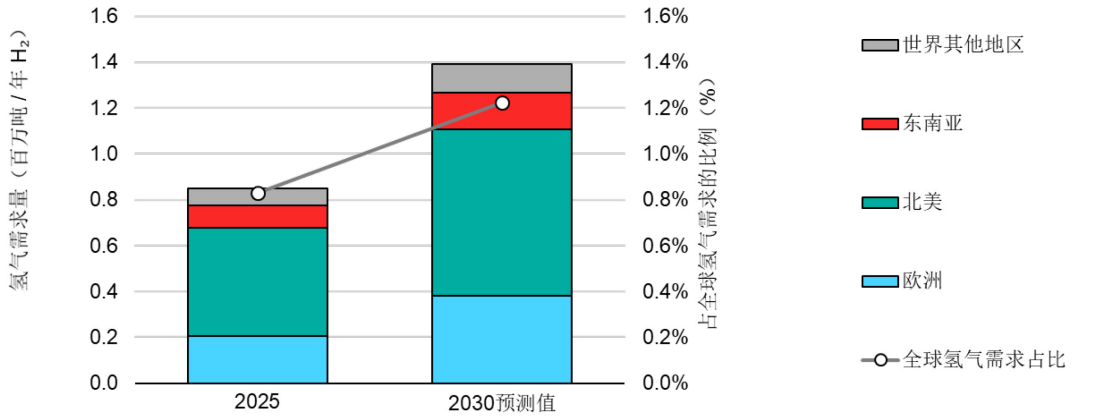
液体生物燃料的需求正在快速增长，主要应用于交通运输领域，目前满足了全球 4%的能源需求。到 2025 年，全球液体生物燃料需求达到 5.2EJ，比新冠疫情前高出 30%，预计到 2030 年将超过 6EJ。

约 15%的生物燃料需求由加氢处理植物油（HVO）和加氢酯及脂肪酸（HEFA）满足，这些燃料在生产过程中需要使用氢气。每生产 1 吨此类燃料，大约需要 45 至 55kgH_2。此外，生物质原料的加工过程比化石碳氢化合物的生产更耗氢，单位原料加工所需的氢气量是后者的 5 至 15 倍。因此，近年来生物燃料生产对氢气的需求持续增长，到 2025 年已超过 80 万吨，且几乎全部来自未减排的化石燃料制氢。生物燃料生产占全球新增氢能应用需求的近四分之三，且这一需求预计将继续上升。到 2030 年，生物燃料生产的氢气需求可能达到 140 万吨，是 2024 年需求量的两倍。尽管到 2030 年，生物燃料在新增应用需求中的占比将下降至约 30%，但其仍将是各类新应用中需求最大的领域，其次为交通运输。

IEA. CC BY 4.0.

目前仅有三个小型项目正在使用低排放氢来生产生物燃料。然而，越来越多的生物燃料生产商正考虑将低排放氢作为生产过程中的潜在原料，主要集中在欧洲，同时在中国和北美也有相关动向。使用低排放氢有助于降低加氢处理植物油（HVO）/加氢酯与脂肪酸（HEFA）生产的碳强度，以满足某些法规要求，例如低碳燃料标准以及国际民用航空组织的国际航空碳抵消和减排计划，该计划将于 2027 年 1 月进入强制实施阶段。

图2.9 2025 年和 2030 年生物燃料生产对氢气的需求



IEA. CC BY 4.0

对氢化生物燃料的需求增长可能推动相关氢气需求在 2030 年达到 140 万吨。

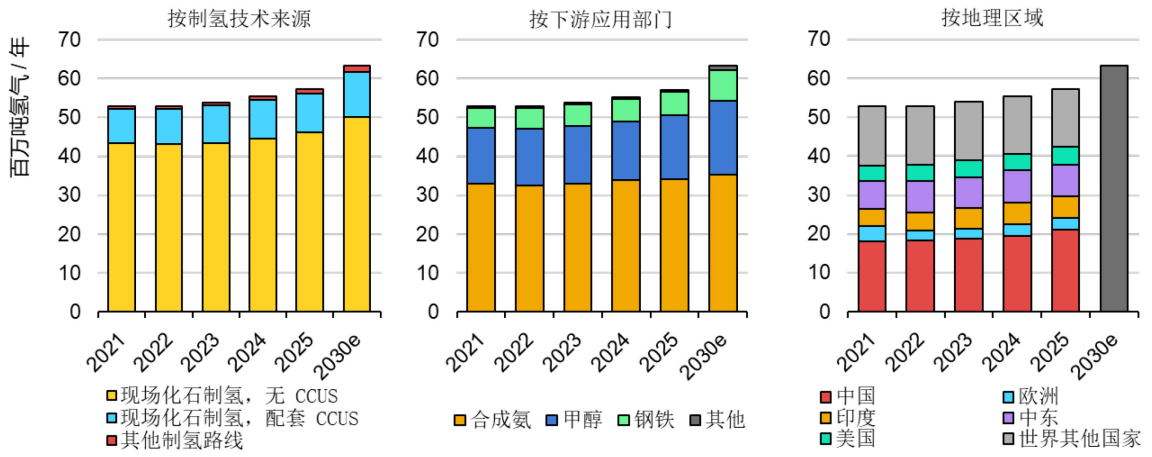
工业领域

2025 年，全球工业用氢需求达到 5700 万吨，同比增长 3%，是过去五年平均增长率的两倍（图 2.10）。其中约 60%用于氨生产，30%用于甲醇生产，10%用于钢铁行业的直接还原铁（DRI）生产。在甲醇生产中，氢气使用增长最快，达 8%，其次是钢铁行业（4%）和氨生产（1%）。

工业应用中使用的大部分氢气均在同一家设施内生产，主要来自未经处理的化石燃料。尽管某些行业已普遍实施碳捕集技术，但 1550 万吨/年的捕获二氧化碳中，大部分被用于其他工业用途，例如尿素生产，最终仍会释放到大气中。因此，2025 年工业用氢导致了约 7.4 亿吨直接二氧化碳排放，较 2024 年上升 5%，与加拿大全年温室气体排放总量基本相当。

IEA. CC BY 4.0.

图2.10 2021–2030 年按技术来源、行业和地区划分氢能在工业中的应用



IEA. CC BY 4.0.

注释：在按制氢技术来源统计中，“其他制氢路线”包含：生物质、碳捕集封存、电力驱动的现场制氢，以及外购商品氢。
资料来源：国际能源署基于 Argus 媒体集团数据的分析，版权所有；国际肥料协会和世界钢铁协会。

工业用氢需求同比增长 3%，主要得益于甲醇生产。

中国仍是全球最大的氢气消费国，其工业用氢占全球工业用氢总量的 37%，其次为中东（14%）、印度（10%）与美国（8%）。在中国，大量烯烃由甲醇制备，塑料行业需求快速增长推动甲醇产量提升，使得 2025 年国内工业氢气需求增幅超过 10%。与之相反，欧洲 2025 年工业氢气需求较 2024 年下降 2%，主要源于欧洲化工行业受高能源成本带来的结构性问题影响，甲醇产量下滑，甲醇需求降低且部分装置关停。而美国得益于天然气资源充足，合成氨与甲醇行业产量同步扩张，工业氢气需求实现 10%的增长。

未来工业领域氢气需求取决于工业景气度，整体预计将保持增长态势。但受中东冲突对合成氨、甲醇等氢基产品生产与贸易的扰动，短期市场前景仍存在不确定性。

专栏 2.2 中东冲突对氢基工业产品的影响

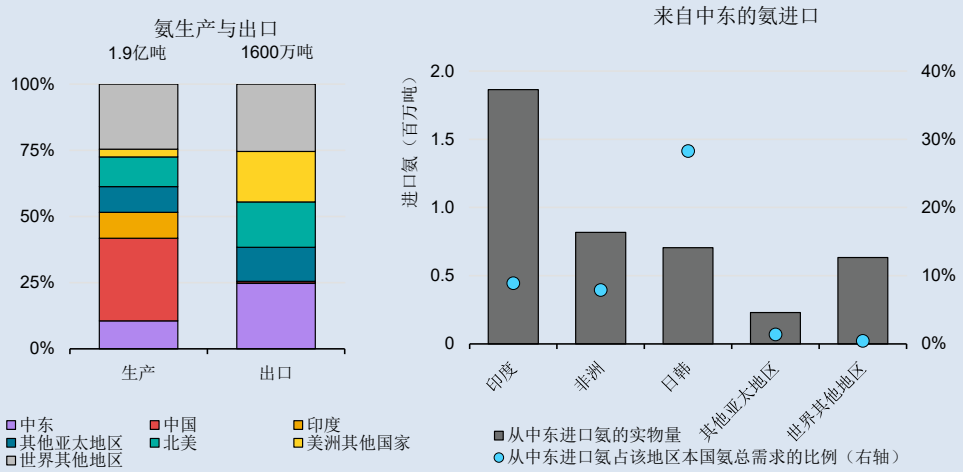
中东地区氨产量占全球 10%，甲醇产量占全球 15%，因此该地区工业用氢占到全球工业氢气总消费量的 14%。近年来中东也是全球工业用氢增长最快的区域之一，增长主要由伊朗大型甲醇生产装置的建设带动。

中东冲突会对上述氢基产品供应链产生重大冲击。例如，全球氨产量约 1.9 亿吨/年，其中约 10%参与国际贸易。中东是全球最大的氨出口地区，占国际氨贸易总量的 25%，其约 70%的氨出口经由霍尔木兹海峡外运。冲突会对化肥生产（氨最主要的下游用途）产生连锁效应，进而影响粮食安全——全球贸易的氮肥中约 25%由该地区出口。这是在俄罗斯全面入侵乌克兰所造成的市场紧张局势之上，叠加的又一重风险。

IEA. CC BY 4.0.

霍尔木兹海峡船运受阻，海湾国家产品供应受到影响；海峡关闭初期，主要生产企业便已宣布减产。海湾以外区域同样遭遇供应扰动，3 月 11 日遭遇无人机袭击后，阿曼被迫关闭塞拉莱港（阿拉伯海港口，OQ 贸易公司通过该港口出口氨）。

2024 年各地区氨的生产与贸易



IEA. CC BY 4.0

资料来源：国际能源署根据国际肥料协会和 CEPII 数据进行分析。

冲突带来的影响存在区域分化，各国对中东供应的依赖程度各不相同。2025 年，印度是海湾地区氨最大的进口国，进口量接近海湾氨出口总量的一半，但该部分进口仅能满足印度国内约 10%的氨需求。日本、韩国受冲击会更为显著，虽然两国合计仅占中东氨出口量的 15%，但中东进口氨占到其国内氨需求的 30%。即便部分地区对中东供应依赖度较低，冲突的冲击仍将向全球传导。油气价格上涨叠加中东氨供给收缩，共同推高化肥价格。2026 年 3 月，欧洲氨价格上涨 30%，巴西颗粒尿素价格涨幅达 60%。天然气高价已经迫使化肥企业减产，供应扰动由此进一步扩散。印度化肥装置产能被迫降至正常水平的 70%，孟加拉国自冲突爆发以来，5 家国营化肥厂中有 4 家多次临时停工。出于对化肥供给安全的担忧，部分国家出台应对政策，例如中国于 3 月进一步收紧化肥出口管控。

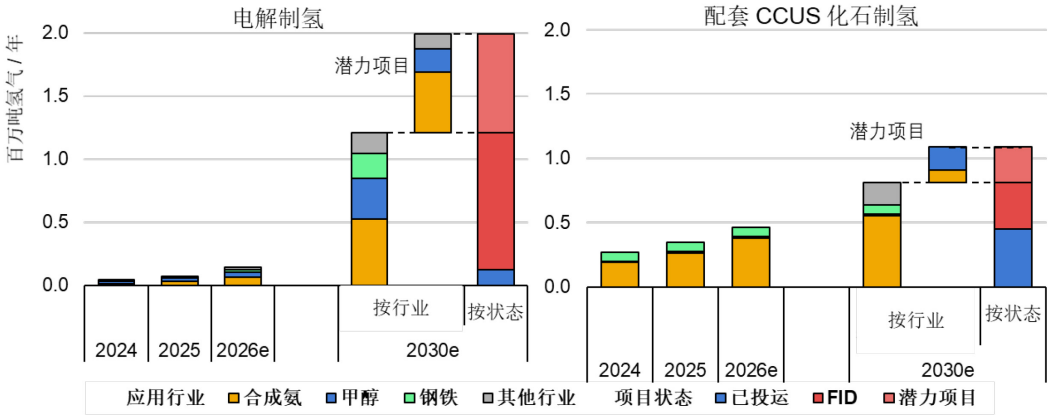
甲醇的全球市场供需紧张程度可能更为突出。2025 年，全球甲醇产量中有 30%进入国际贸易（氨的该比例约为 10%），中东占全球甲醇贸易量的 45%。中国一国就吸纳了中东甲醇出口总量的一半，该进口量可满足国内 10%的甲醇需求。

闲置产能可在一定程度上缓解供应紧张局面。全球氨产能超过 2.4 亿吨/年，远高于 2025 年全球约 1.90 亿吨的实际产量。理论上，即便中东全部氨产能（2000 万吨/年）完全停工，现有闲置产能仍足以覆盖全球需求。甲醇情况与之相近：中东面临关停风险的甲醇产能为 3000 万吨/年，但全球甲醇总产能远高于年度需求（总产能 2 亿吨/年，2025 年全球需求 1.25 亿吨）。尿素的市场形势则更为严峻，海湾地区以外的尿素产能几乎与全球总需求持平。现有产能能否提升开工率，很大程度取决于生产商能否实现盈利，在当前剧烈的价格波动下，同时失去中东油气供给，生产商很难实现盈利。

IEA. CC BY 4.0.

2025 年，工业领域低排放氢气的生产与使用量已接近 42 万吨，较前一年增长了 35%（图 2.11）。这一增长主要来自美国 CF Industries 公司在其唐纳森维尔工厂内启用了一套碳捕集与封存（CCS）装置，该装置可生产氨和化肥。工业领域的低排放氢气生产中，一半位于北美，四分之一在中国，其中 CCS 技术占总产量的 80%。

图2.11 2024-2030 年按行业和状态划分的工业应用低排放氢现场生产



IEA. CC BY 4.0.

注释：CCUS=为碳捕集、利用与封存；FID 为最终投资决策；2026e 代表 2026 年预测值，2030e 代表 2030 年预测值。2026 年、2030 年预测数据分别基于截至 2026 年 5 月已完成最终投资决策，且计划于 2026 年、2027-2030 年实现商业投产的项目。“高潜力项目”指尚未完成最终投资决策，但依据本报告更新后的全球氢能展望 2025 评估方法，具备在 2030 年前投产条件的项目。统计仅包含已投运、在建以及完成最终投资决策的项目。

数据来源：国际能源署（2026），IEA 制氢项目数据库（2026 年 6 月）

到 2026 年底，工业用低排放氢的产量预计将比 2024 年翻一番。

2026 年，工业领域低排放氢产量预计接近 60 万吨，较 2025 年增长 40%。受唐纳森维尔综合项目产能逐步释放推动，仅美国一国就贡献了本次增量的一半。欧洲贡献产量增量的 15%，主要来自两大重点项目：瑞典 Stegra 公司的 H2-DRI 氢基竖炉钢铁厂，以及荷兰雅拉（Yara）公司基于 CCUS 技术的斯勒伊斯基尔化肥工厂。不过上述两个项目 2026 年的低排放氢产出规模有限，产能将在 2027 年逐步爬坡。反观中国，产量增长来源于数十个大中型电解制氢项目，例如冀中能源位于内蒙古、年产 9 万吨的电解制氢项目。

仅统计已投运、在建及已完成最终投资决策的项目，到 2030 年，工业领域低排放氢的产量与使用量可达到 200 万吨。对应年均产量增量约 35 万吨每年，该增量相当于 2025 年低排放氢总产量的 80%。新增产能中 75%来自电解制氢路线，45%用于合成氨生产。已落地规划的工业低排放氢产能中，超过一半布局在中国，北美洲占 20%，欧洲占 15%，印度占 5%，中东占 2%。北美洲与中东绝大多数项目采用 CCUS 配套化石制氢路线，充分利用当地低成本化石燃料资源。与之相反，中国与欧洲规划项目主要依靠电解方式制取低排放氢。两地侧重电解制氢，一方面受政策目标驱动（见第 7 章），另一方面源于进口天然气成本偏高，而中国电解制氢发展更快，还得益于电解路线与化石制氢之间的生产成本差距相对更小（见第 3 章）。

IEA. CC BY 4.0.

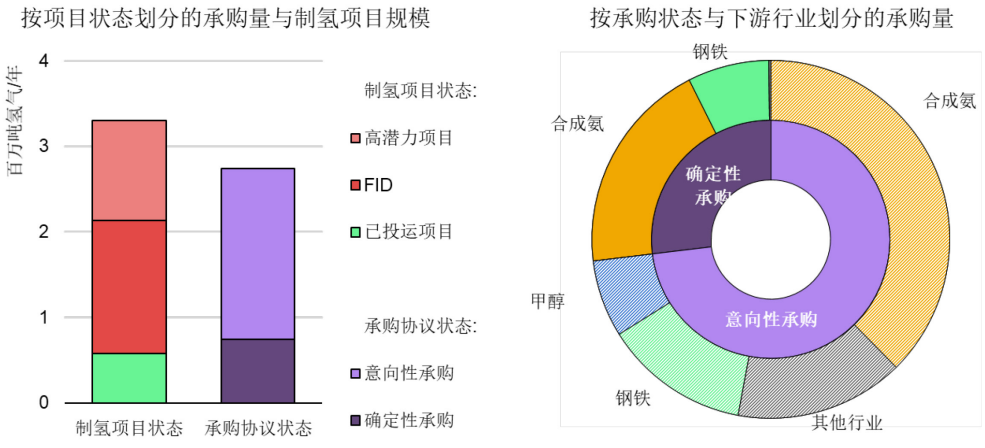
在欧洲，公共扶持政策（欧盟 IPCEI 计划、德国碳差价合约 CCfD 等本国项目）叠加相关法规（欧盟碳排放交易体系 ETS，以及碳边境调节机制 CBAM 落地后部分行业免费配额逐步取消），推动部分项目在现有技术条件下达到可接受成本水平（见第 4 章），进而落地投资。但行业发展速度仍未达到各国政府目标。主要制约因素包括：欧盟针对工业领域非生物源可再生燃料（RFNBO）的目标向各国国内立法转化进度迟缓，造成工业用可再生氢相关监管规则不明确，同时电力成本居高不下。

另有 110 万吨潜在低排放氢产能来自已公布项目，这类项目具备较高潜力在 2030 年前实现投产（见第 3 章）。倘若上述项目全部落地，2030 年低排放氢产量将可达到 310 万吨。

推动项目完成最终投资决策的主要因素之一，是能够签订长期承购协议，为投资者提供收益保障。截至 2025 年末，工业用氢承购协议规模折合 270 万吨/年 H_2-eq，采购对象既包括氢气本身，也包含以氢气为原料制取的合成氨、甲醇、钢铁等产品（图 2.12）。其中仅有四分之一为确定性承购，该规模相当于已落实产能的三分之一。但部分面向工业应用的制氢项目服务于现有厂区内部自用，这类项目在完成 FID 时，一般不需要为产出的氢气签订第三方承购协议。

确定性承购协议主要集中在合成氨（70%）和钢铁（25%）领域。Yara、OCI 等全球合成氨及化肥企业更有优势达成承购交易，这类企业已搭建成熟的国际供应链，可通过供应链优化实现成本最小化。市场对低排放钢铁的需求很大一部分来自梅赛德斯-奔驰、大众等汽车厂商，需求受客户诉求与监管政策双重驱动，例如欧盟提出一项提案，拟采用低排放钢铁抵消内燃机汽车的碳排放。

图2.12 2030 年按状态和行业划分的工业氢气承购协议与已宣布的生产项目对比



IEA. CC BY 4.0.

注释：FID=最终投资决策。本统计仅纳入披露约定采购量的承购协议。制氢自用项目相关公告不计入统计范围。阴影填充代表意向性初步承购协议。

数据来源：国际能源署基于 IEA（2026）制氢项目数据库（2026 年 6 月）、氢气及氢基燃料承购协议公开公告，以及 Argus 媒体集团，版权所有、彭博新能源财经、标普全球提供的数据。

承购协议规模折合 270 万吨每年 H_2-eq，主要涵盖近零排放合成氨与钢铁产品。

IEA. CC BY 4.0.

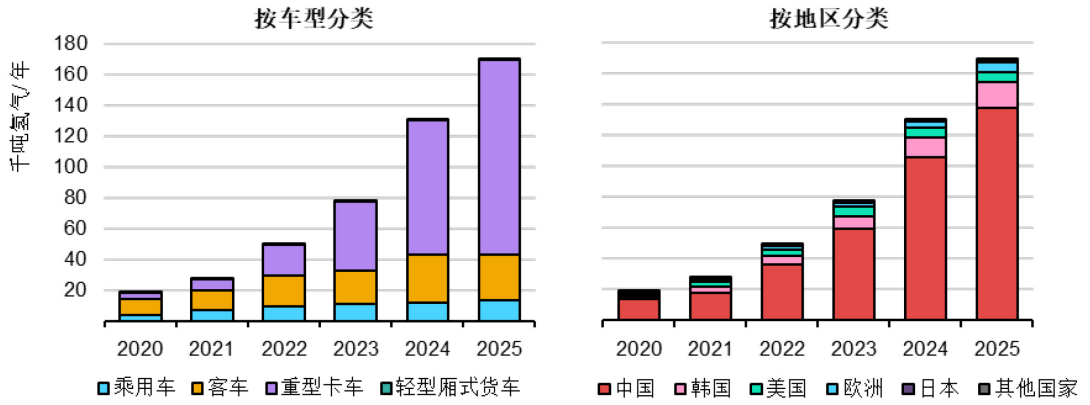
道路运输

氢能在道路运输中的应用

2025 年，道路运输领域氢气需求量同比增长近 30%，达到约 17 万吨，但增速较上一年有所放缓。尽管增幅显著，道路运输行业在全球氢气总需求中仍属于新兴小众应用领域，消费量仅占全球氢气总消耗量的约 0.2%。

2025 年需求增长主要由燃料电池重卡的用氢需求拉动，中国市场表现尤为突出。2025 年，氢燃料重卡保有量占全球氢燃料车辆总保有量的比重不足 30%，但其用氢量却占据道路运输领域总耗氢量的近四分之三，原因在于重卡行驶里程更长，且单位里程能耗高于其他道路客运车型。

图2.13 2020–2025 年按车辆类型和地区划分的道路运输氢气需求



IEA. CC BY 4.0.

注：道路运输的总氢气消耗量是通过将各车辆类型和地区的车辆保有量、年行驶里程以及每公里氢气消耗量相乘得出的。年行驶里程的假设数据来自国际能源署全球能源与气候建模框架，而燃油经济性数值则来源于多项研究和论文。

2025年，大型中国车队以及燃料电池卡车的单位车辆能耗较高，其占全球道路领域氢气需求的70%。

燃料电池电动汽车市场发展

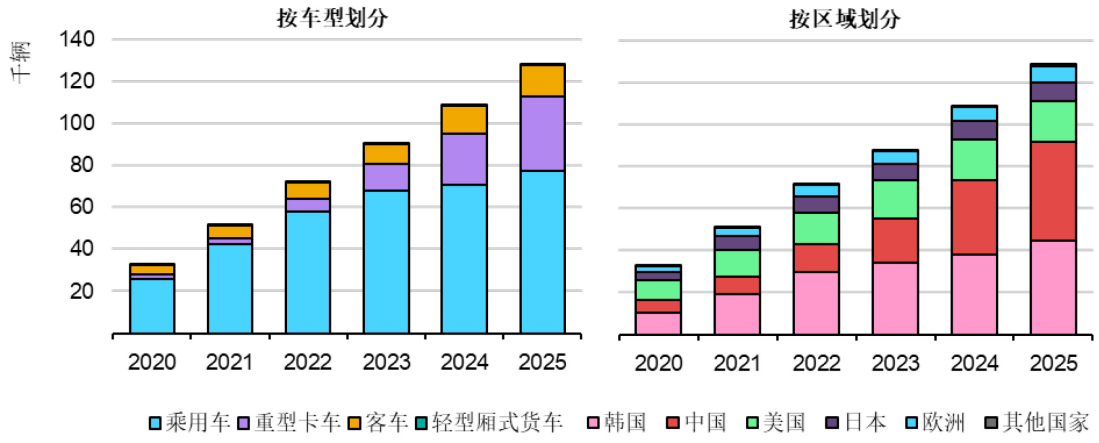
2025 年，燃料电池汽车销量在连续三年下滑后反弹了 45%，全球销量超过 7000 辆。增长主要集中在韩国，现代汽车推出第二代旗舰燃料电池车型 Nexo 后，销量同比增长超过一倍。然而，在北美、欧洲和日本等其他主要燃料电池汽车市场，2025 年销量仍持续下降，主要是因为成本更低的纯电动汽车和插电式混合动力汽车占据了更大市场份额。

2025 年，全球燃料电池卡车的存量持续增长，达到超过 3.5 万辆，是 2022 年底的五倍以上。中国成为最大增幅所在国，2025 年全球燃料电池卡车的 95%以上来自中国。然而，这些车辆仍远远落后于其他动力系统技术：例如，2025 年，中国运行的纯电动汽车卡车数量是燃料电池卡车的 25 倍以上。

IEA. CC BY 4.0.

尽管燃料电池卡车的运营成本高于电池驱动车型，但在中国的推广主要得益于政策支持。该支持以激励措施的形式提供给氢能走廊和试点城市集群，要求其实现车辆部署、充电基础设施以及氢气价格基准，方可获得购车补贴和加氢基础设施建设支持。2025 年 4 月，宣布启动第三轮燃料电池汽车示范项目补贴。2026 年 3 月，发布了一项新的城市集群政策，旨在推动多种应用场景的需求，同时保留原有方案中按性能奖励的机制，并继续聚焦重型燃料电池汽车及走廊应用。该计划最高预算达 80 亿元人民币（约合 11 亿美元），目标是到 2030 年实现 10 万辆燃料电池汽车的部署（较 2025 年的约 4.7 万辆有所增加），并力争将氢气终端用户的平均价格降至每公斤 25 元人民币以下（约合 3.5 美元），部分重点区域的目标价格为每公斤 15 元人民币（约合 2.1 美元）。

图2.14 2020-2025 年按细分领域和地区划分的燃料电池汽车库存



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于先进燃料电池技术合作计划、CATARC、AIRIA、EV Volumes、丰田公司及加州燃料电池合作组织的数据进行分析。

早期的燃料电池汽车大多为轿车，但如今其应用正逐渐转向卡车和客车。

2025 年，燃料电池公交车也受到关注，得益于在韩国、中国和欧洲的推广部署，全球车队数量达到 1.5 万辆，是三年前的两倍。其中约 70%位于中国，近 20%位于韩国。2025 年，韩国的燃料电池公交车数量增长幅度位居全球首位，增至近 3000 辆，约占韩国 2030 年部署目标的 10%。

韩国燃料电池汽车的推广势头有望持续，这得益于强有力的政策支持。2026 年初，韩国政府推出一项 3.9 亿美元的补贴计划，旨在支持部署约 8000 辆燃料电池汽车，包括 1800 辆公交车和 6000 辆乘用车。在中国，燃料电池公交车属于“城市集群”项目范围，因此与卡车类似，也可能获得购车补贴。然而，其推广依赖于持续的政策支持，因为燃料电池公交车通常在经济性方面不如纯电动汽车，主要原因是能量效率较低、燃料成本更高以及车辆购置价格更高。[25]在欧洲，多个燃料电池公交试点

[25] 在涉及长途驾驶、严格的加油时间要求以及持续的车厢供暖需求的应用中，尤其是城际大巴运营，尽管经济性较差，燃料电池动力系统仍可能比纯电池电动方案具有运营优势。

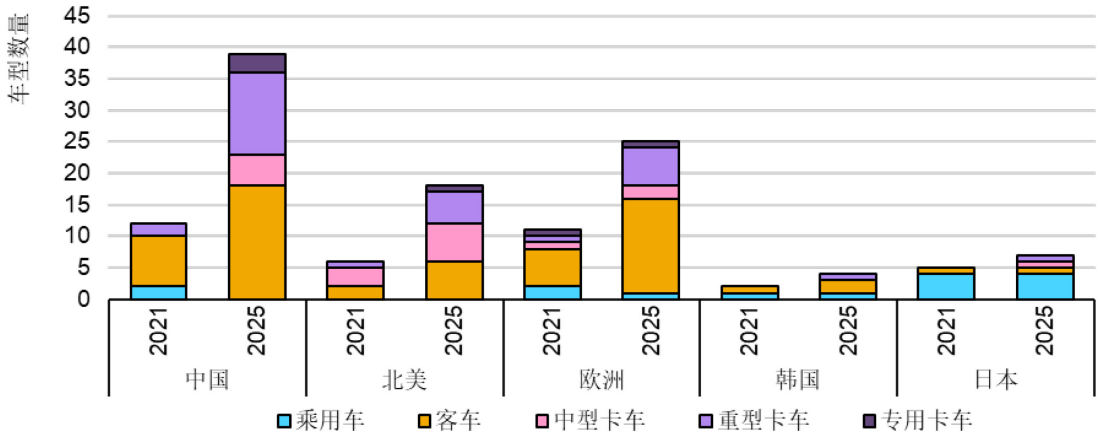
IEA. CC BY 4.0.

项目面临运营和资金方面的挑战。例如，英国阿伯丁市因加氢站可靠性问题，出售了其氢能源公交车车队，转而采用电动公交车。利物浦市也因类似原因放弃了氢能源公交项目。同样，法国第戎市因氢气供应商出现故障，决定停用氢能源公交车。在波兰，燃料电池公交车初创企业 Arthur Bus 于 2026 年初申请破产，此前其尚未完成首次客户交付。尽管遭遇这些挫折，2025 年欧洲的燃料电池公交车保有量已增长至约 850 辆，占全球总量的略超 5%。2025 年，德国成为欧洲最大的燃料电池公交车市场，占新车注册量的三分之二以上。长期以来，德国政府的强有力政策支持和财政资金投入一直推动着燃料电池公交车的推广。2026 年，德国联邦交通部将为鲁尔地区采购超过 50 辆燃料电池公交车，相关工作预计将继续推进。

FCEV 车型的供应情况及制造商策略

2025 年，全球共有超过 90 款燃料电池汽车车型，数量约为纯电动汽车的 1/15。其中约一半为卡车车型，而 2021 年这一比例仅为约四分之一。燃料电池公交车车型占据了其余大部分车型，而轿车仅占很小一部分。

图2.15 2021-2025 年按原始设备制造商来源和车辆细分领域划分的燃料电池电动汽车模型



IEA. CC BY 4.0.

注：该数据基于持续更新的库存信息，由于新车型发布以及部分小型制造商尚未纳入数据库，可能并不完全全面。“中型货车”包括总重量（GVW）大于 3.5 吨但小于 15 吨的中型卡车、中型阶梯式厢式卡车和货运厢式卡车。“重型卡车”包括总重量超过 15 吨的所有货运卡车。“专用卡车”包括垃圾车、混凝土搅拌车及其他专用移动商业车辆。25 座或以下的客车以及总重量低于 3.5 吨的轻型商用车均不包含在本分析中。

来源：国际能源署基于全球零排放驱动 ZETI 工具数据库和电动汽车销量的分析。

到 2025 年，90%以上的 FCEV 车型是卡车和公共汽车，其中重型卡车所占的份额越来越大。

作为全球最大的燃料电池汽车制造商，丰田正逐步调整战略，将业务拓展至更重的车型领域。该公司近日宣布，将与五十铃合作推出燃料电池公交车，并与日野合作开发燃料电池卡车。2026 年 3 月，丰田、戴姆勒卡车和沃尔沃签署协议，共同成立合资企业 cellcentric，致力于为重型应用领域研发、生产并商业化燃料电池系统。其他主要汽车制造商也正朝着重型应用方向发力。2026 年 1 月，本田与通用汽车的合资企业决定在美国停止燃料电池系统的生产，这可能意味着本田唯一一款燃料

IEA. CC BY 4.0.

电池汽车型号将逐步退出市场。与此同时，本田还宣布计划开发下一代燃料电池系统模块，预计于 2027 年开始大规模量产，用于重型车辆应用。

卡车制造商也在不断扩展其燃料电池汽车产品阵容。欧洲原始设备制造商戴姆勒宣布，将于 2026 年初开始大规模生产其燃料电池重型卡车。与此同时，MAN 向一家荷兰车队运营商交付了 15 辆氢燃料内燃机商用车。中国制造商在燃料电池卡车领域仍最为活跃，这得益于国内市场的巨大规模，既有老牌卡车企业也有多家新进入者纷纷推出燃料电池车型。

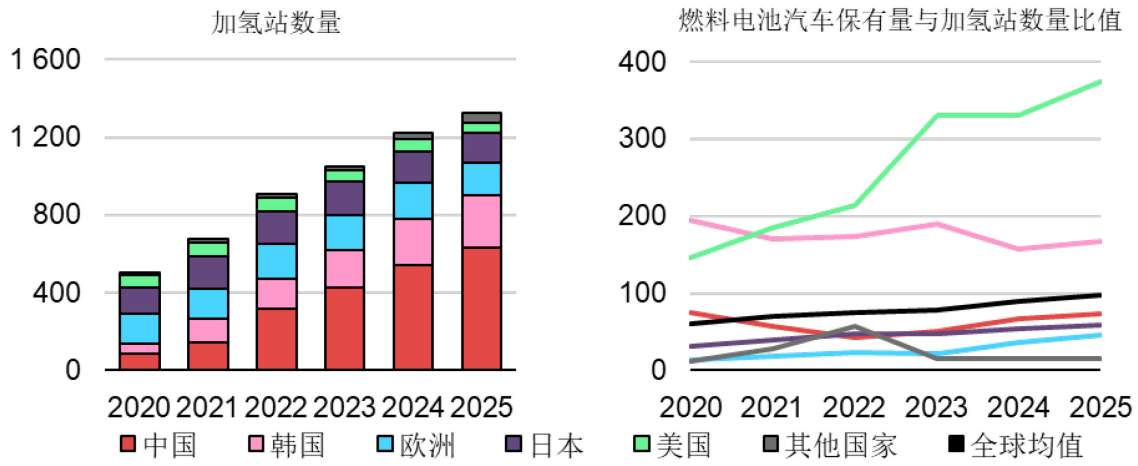
尽管过去四年韩国以外的市场销量疲软，但仍有少数汽车制造商计划新增燃料电池车型。在中国，长安汽车于 2026 年初宣布推出新款燃料电池 SUV，尽管 2025 年中国燃料电池汽车销量已骤降至仅 5 辆。同样，宝马发布了计划于 2028 年推出的燃料电池 SUV 车型 X5，而丰田也宣布同年将推出燃料电池 HiLux 乘用车皮卡。

氢气加注基础设施

截至 2025 年底，全球已运营的加氢站（HRS）超过 1300 座，年均增长约 10%。中国和韩国的增长最为显著，分别新增了约 90 座和 25 座新站。在中国，全球最大的加氢站于 2025 年底动工，每天可供应 10 吨氢气，服务多达 300 辆卡车。2026 年，韩国政府推出一项 1.3 亿美元的补贴计划，目标到 2030 年将加氢站累计数量提升至 660 座以上，而 2025 年时该国在不到 270 个加氢站中仅安装了约 450 个加氢设施。在欧洲，2025 年加氢站数量有所下降，因该地区多个站点关闭，总数降至 170 座以下。根据《替代燃料基础设施法规》（AFIR），欧盟设定了强制性的部署目标，要求在 TEN-T 核心公路网络沿线每 200 公里设置一个加氢站，并在所有主要城市节点配备加氢站。氢能欧洲估计，为实现这些目标需要建设 400 至 500 座加氢站，是 2025 年底加氢站数量的两倍多。这些目标最初基于到 2030 年欧洲燃料电池汽车数量超过 30 万辆的假设。然而，近期市场发展表明，这一部署水平不太可能实现。2026 年 3 月，欧盟委员会启动了证据征集活动，为即将举行的 AFIR2026 评估工作提供意见，该评估预计将修改基于距离的 HRS 部署目标。

IEA. CC BY 4.0.

图2.16 2020-2025 年各地区加氢站数量及燃料电池汽车保有量与加氢站数量之比



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于先进燃料电池技术合作计划、EAFO、美国替代燃料数据中心、韩国气候、能源与环境部的数据进行分析。

中国在全球范围内率先建设加氢站，而美国由于可靠性及氢气供应问题，加氢站的可用性有所下降。

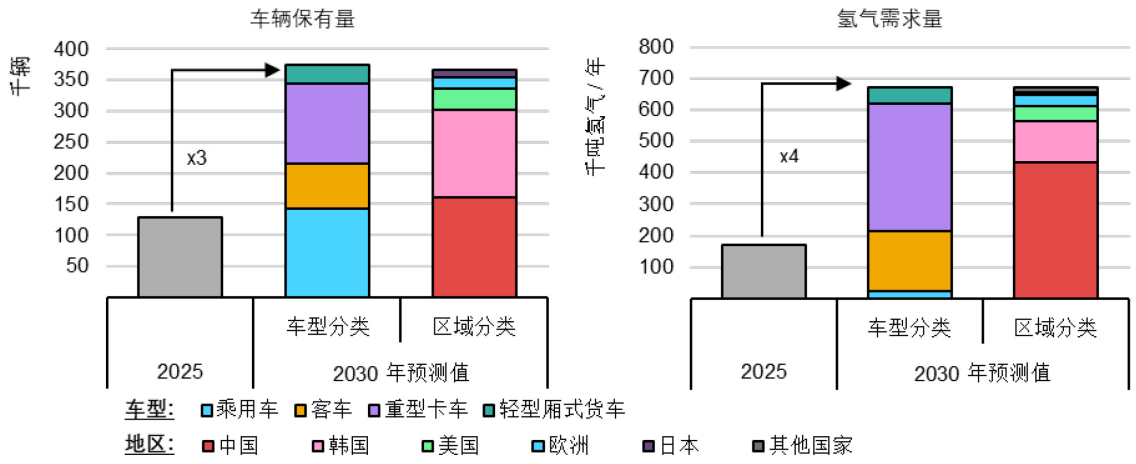
加注基础设施的可靠性以及供应短缺已成为一些地区的主要制约因素，尤其是在欧洲和北美。据报道，自 2026 年 2 月起，由于供应不足，加州近 60%的氢站无法使用。在德国，加油站关闭和网络覆盖有限导致燃料电池电动汽车运营中断。同样，上述欧洲大多数燃料电池公交车队运营商面临的挑战也涉及加注基础设施的可靠性和供应短缺问题。

道路运输氢需求展望

中国和韩国的强有力政策支持预计将推动燃料电池汽车的普及，尤其是在卡车和客车领域。根据现有政策，到 2030 年全球燃料电池汽车保有量预计将几乎增长三倍，其中卡车和客车分别占总量的约 35%和 20%。因此，乘用车在燃料电池汽车车队中的占比预计将下降至不足 40%。

IEA. CC BY 4.0.

图2.17 2025-2030 年全球燃料电池电动汽车按车辆细分和区域的库存及交通用氢气使用情况



IEA. CC BY 4.0.

到 2030 年，公路运输中的氢使用量可能比 2025 年增长四倍，主要由重型卡车和客车驱动。

燃料电池汽车车队规模持续扩张，叠加重型车辆占比提升，预计到 2030 年，道路交通领域的氢气需求量将增至当前的四倍。燃料电池卡车预计占该领域总用氢量的六成以上，剩余用氢需求则大多来自客车。受 2030 年十万辆燃料电池汽车保有量目标驱动，中国将拥有全球绝大多数燃料电池卡车。到 2030 年，中国道路交通领域氢气需求或将占到全球近三分之二，其余市场需求则主要来自韩国的燃料电池客车与燃料电池乘用车。

船运与航空

船运

重质燃料油目前仍是船运业的主流燃料，但各国净零排放目标以及欧盟船运燃料法规正推动行业转向氢气、氢基燃料等低排放与零排放替代能源。船运领域将成为这类替代燃料早期需求的重要来源，同时也是燃料国际贸易发展的助推力量。

2025 年，全球在航双燃料动力船舶数量超过一百艘，[26]较 2024 年增长近 70%。其中超过 95%的船舶可使用甲醇作为燃料（图 2.18）。但现阶段这类船舶仍大多使用化石燃料航行，其总载重吨位不足现役船舶总载重吨位的 0.5%。从船舶数量来看，集装箱船占比过半，化学品船占比接近 40%，这类船舶常被用于甲醇运输；而按载重吨位统计，集装箱船占总载重吨位的近 80%。

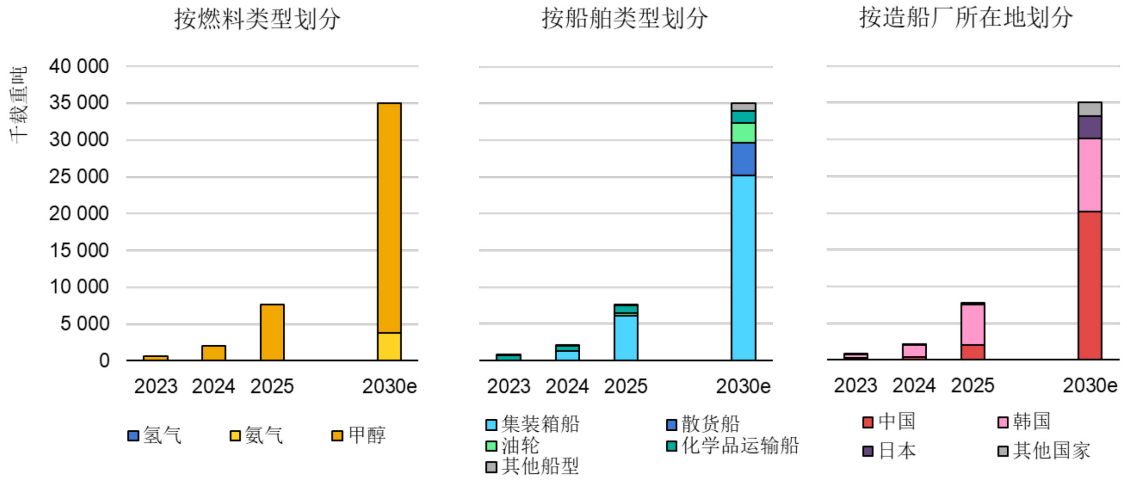
展望至 2030 年的船舶订单情况，甲醇动力双燃料船、氨动力双燃料船分别占全部

[26] 双燃料仅指甲醇和氨的船舶，不包括液化天然气（LNG）。

IEA. CC BY 4.0.

在建订单总载重吨位的约 5%和 1%，其余均为传统燃料船舶。上述两类船舶仅占全球在航船舶总载重吨位的 1%出头。但年度订单占比将由 2027 年的 7%以上回落至 2029 年的 3%以下，或预示行业发展节奏有所放缓。新增订单以集装箱船为主，到 2030 年集装箱船载重吨位或将占到新增订单总载重吨位的近 70%。

图2.18 历史上和基于订单的船舶总载重吨位，按低排放燃料、船型和船厂位置划分



IEA. CC BY 4.0.

注：每年数值指该年度投入使用的累计载重吨位（DWT）。
来源：国际能源署（IEA）基于通过联合国全球平台获取的船舶登记册订单簿进行的分析。

根据订单情况，随着船舶类型不断增加以及中国造船份额的提升，甲醇仍是低排放船舶的首选。

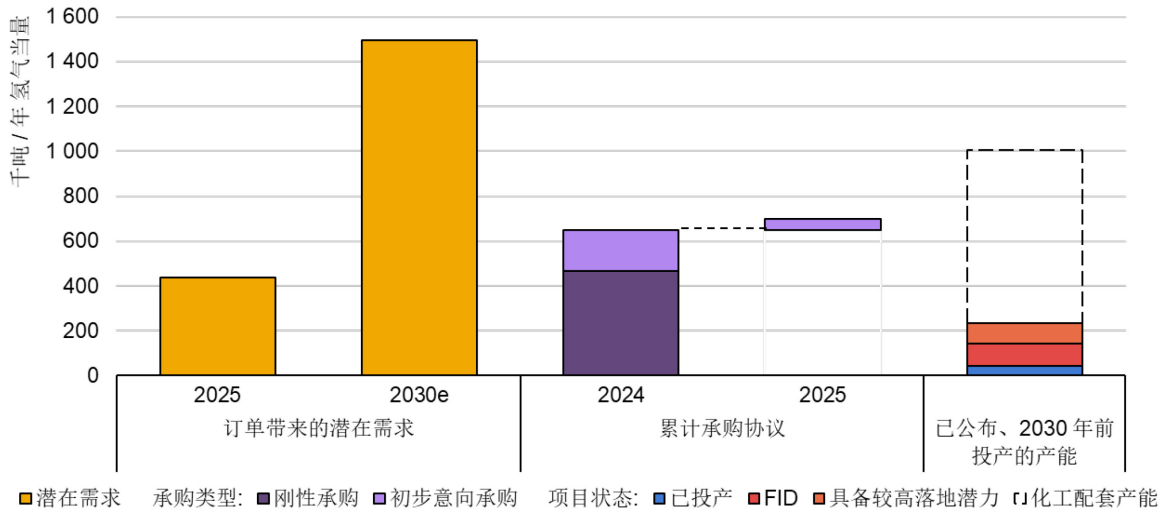
造船地点的转移也预计会随之发生。尽管目前韩国占甲醇和氨双燃料船舶累计载重吨位的 70%以上，但根据订单情况，到 2030 年其份额预计将下降至约 30%，而中国占比则有望上升至约 60%。这一趋势主要得益于中国造船成本较低（比韩国低 5%至 15%）以及支持性产业政策，例如 2023 年发布的造船业绿色发展战略行动计划（2024-2030），该计划旨在使液化天然气和甲醇船舶的市场份额超过 50%。

船运领域潜在甲醇需求量已达到每年约 45 PJ（图 2.19），但该需求仅停留在潜在层面，原因是目前多数在航双燃料发动机船舶仍以化石燃料作为主要动力。仅依据截至 2030 年的在建船舶订单测算，甲醇潜在需求量将至少增至每年约 160 PJ，合成甲醇与生物甲醇均可满足该部分需求。

2025 年，船运领域氢燃料的累计承购协议达到超过 80 万吨/年的 H_2-eq，较 2024 年增长 7%。其中超过 85%的采购量与甲醇相关（其余为氨），合计约略低于 70 万吨/年的 H_2-eq（73PJ）。这些采购中三分之二为确定性承购协议，预计可满足 2030 年船队约 30%的潜在需求。

IEA. CC BY 4.0.

图2.19 2024-2030 年船舶订单、累计承购协议及已宣布产量的总甲醇需求



IEA. CC BY 4.0.

注：FID=最终投资决策；“具备较高落地潜力”指根据 GHR-25 方法论（本报告已更新）评估的、虽未完成 FID 但预计在 2030 年前具备运营潜力的项目。“化工配套产能”指针对甲醇化工用途而宣布的项目的潜在生产。

来源：国际能源署基于联合国全球平台的分析；国际能源署（2026 年）、国际能源署氢能项目数据库（2026 年 6 月）；以及氢气和氢基燃料承购协议公告，数据来自 Argus 媒体集团，版权所有；彭博新能源财经与标普全球。

宣布的甲醇产量仍低于承购协议和潜在需求。

与此同时，规划至 2030 年、生产用作燃料的低排放甲醇项目产能约为每年 130 万吨 H_2-eq（折合 135PJ）。但其中仅有约 9%，即每年 14 万吨 H_2-eq（折合 15PJ）的项目完成确定性投资；若纳入有望在 2030 年前投产、落地潜力较高的项目，该规模可提升至每年 23 万吨 H_2-eq（折合 24PJ）。因此，这类项目能够供给已下单、预计 2030 年投入运营的双燃料适配船舶约六分之一的潜在燃料需求。除此之外，还有规划产能达每年 77 万吨 H_2-eq（折合 81PJ）的拟建项目，产品定位为化工原料甲醇，且具备较高的 2030 年前投产潜力。部分项目开发方同时面向化工、船运两大市场，这部分产能中的一部分可转而供给船运领域使用。

全球范围内，替代船运燃料的未来监管环境仍存在一定程度的不确定性。国际海事组织（IMO）2023 年温室气体战略仍然有效，但其通过“净零框架”实施的进程已被推迟，原定于 2025 年 10 月生效的决定已延期至 2026 年 12 月。这意味着短期内，各国或地区的法规将成为推动该技术应用的主要动力。

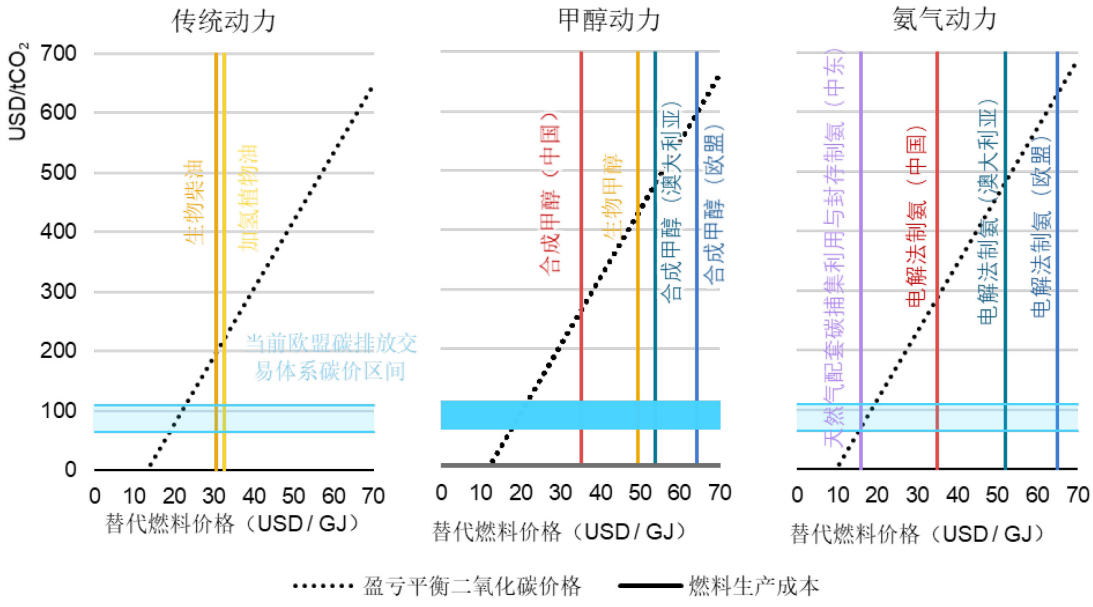
在欧盟，已制定多项法规。特别是，船运业纳入欧盟排放交易体系的规定将从 2026 年报告的排放量开始全面生效，这意味着企业必须全额购买覆盖这些排放的配额。对 2024 年该措施实施情况的初步评估显示，合规水平令人满意，未发现规避行为（如在欧盟境外进行转运或改道）。评估还发现，深海集装箱运输的货运费率上涨了 1%至 5%。为减轻该措施对成本的影响，船运公司可首先采取节能措施，例如慢航，但后续转向低排放燃料预计将受到鼓励。

IEA. CC BY 4.0.

考虑到船舶的总拥有成本，可以推导出需要达到的碳定价水平，以使采用替代能源的大型远洋船舶与使用重质燃料油的传统船舶具有竞争力。适当的碳定价水平取决于推进方式，因为燃料单位价格差异和船舶资本支出（CAPEX）差异都需要相互抵消。利用天然气加碳捕集与封存（CCS）技术生产的氨，其生产成本相对较低，因此使其具备竞争力所需的碳定价水平可处于当前欧盟排放交易体系（ETS）每吨二氧化碳 65 至 110 美元的价格区间内（见图 2.20）。相比之下，若要使生物柴油等即用型燃料具有竞争力，则需将碳价从当前水平提高。而合成甲醇或电解水制氨的生产成本则显著更高，因此使其具备竞争力所需的碳定价水平似乎已超出 ETS 碳价的现实范围。

欧盟其他监管条款，例如欧盟海运燃料法规中关于燃料单位排放量的标准，以及针对非生物来源可再生燃料推广设立的专项激励政策，或将对替代燃料的推广应用产生更大影响。此外，欧盟近期发布海运产业战略与港口战略后，一项依托欧盟碳排放交易体系收益、用于扶持可持续燃料与清洁动力技术普及的配套机制，将于 2026 年 7 月展开研讨。

图2.20 替代燃料的盈亏平衡碳定价



IEA. CC BY 4.0.

注释：基准燃料（重油）价格为每吨 500 美元（1GJ 为 11 美元）。燃料生产成本基于可再生电力处于最优成本条件测算。加氢植物油与脂肪酸甲酯属于生物柴油，可适配传统船舶动力系统。依据欧盟碳排放交易体系指令，文中提及的各类替代燃料预计适用零税率。

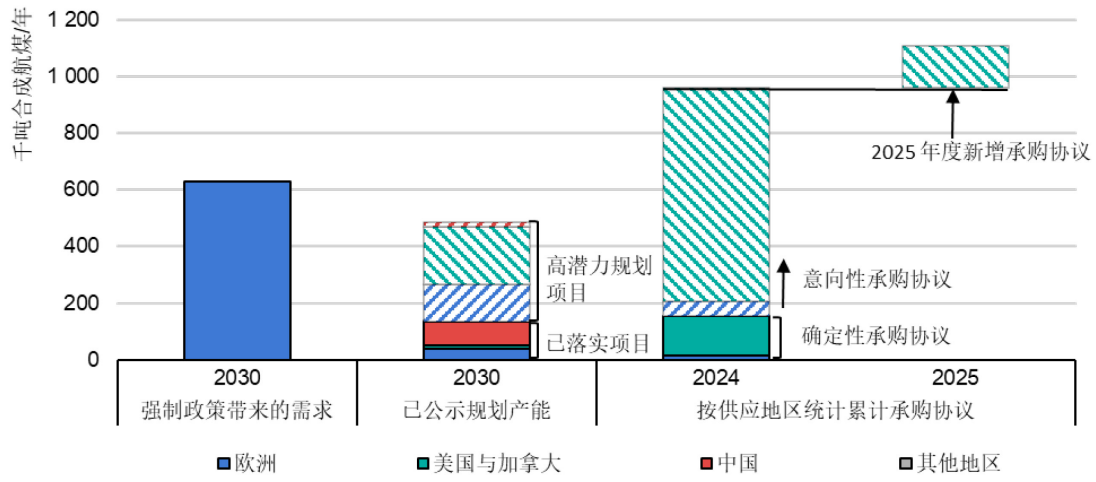
当前欧盟排放交易体系的碳价格过低，导致大多数低排放燃料在成本上无法与参考化石燃料相竞争。

IEA. CC BY 4.0.

航空

航空领域方面，欧洲针对氢基合成航空燃料（电子可持续航空燃料，e-SAF）[27]的强制掺混要求将在未来五年内正式生效。欧盟规定，2030-2031 年，燃料供应商供应至各机场的航空煤油中，电子可持续航空燃料平均占比需达到 1.2%。英国将自 2028 年实施类似强制要求，初期掺混比例为百分之零点二，2030 年提升至 0.6%。上述强制政策预计到 2030 年将催生超过 63 万吨的电子可持续航空燃料需求，但目前全球该类燃料年产量不足 1 万吨（图 2.21）。已完成最终投资决策的项目预计可新增产能约 13 万吨；有望在 2030 年前投产、具备较高落地潜力的项目还可进一步提供 35 万吨产能。从技术层面来看，满足即将落地的强制掺混目标具备可行性，但前提是多个处于早期阶段的项目需在未来两年内完成最终投资决策，该时间窗口正日益紧张。

图2.21 2024-2030 年合成煤油的强制需求、宣布产量和销售量



IEA. CC BY 4.0.

注：强制政策带来的需求源于欧盟和英国法规对航空燃料中电子可持续航空燃料（e-SAF）的最低份额要求。

来源：国际能源署基于 IEA（2026）、IEA 氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）以及氢气和氢基燃料承购协议公告，数据来自 Argus 媒体集团，版权所有；彭博新能源财经和标普全球。

欧洲对 e-SAF 的巨大需求尚未转化为生产能力。

尽管欧洲目前对 e-SAF 的需求信号最强，但其他地区正接近实现供应的规模化。全球最大的 e-SAF 设施正在中国建设中，而北美燃料供应商目前持有最多的承购协议，其中许多是与欧洲航空公司签订的。美国和欧洲目前在 2030 年前具备运营潜力的项目清单上处于领先地位，合计产能约为 33 万吨/年。与此同时，2025 年宣布的承购协议数量有限，仅约 15 万吨/年，主要集中在北美地区。鉴于需求与近期供应之间存在地理上的不匹配，贸易很可能发挥核心作用，尤其是因为电动航空燃料

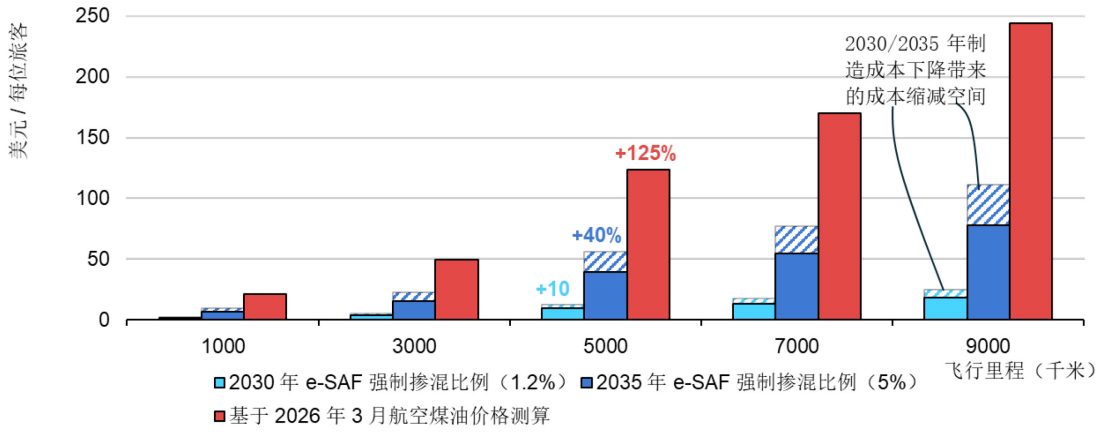
[27] 在此，SAF 包括由低排放氢气和生物源碳源或直接空气捕获及生物燃料生产的基于氢的合成燃料。当仅指基于氢的合成燃料时，使用缩写 e-SAF。

IEA. CC BY 4.0.

的运输成本通常远低于生产成本。例如，过去五年间，美国（e-SAF 生产成本低约 25%）与欧盟之间的油轮运价平均约为每吨 35 美元，而目前欧洲 e-SAF 的生产成本已超过每吨 8000 美元。

欧洲航空公司对竞争劣势以及乘客可能转向非欧盟枢纽的风险表示担忧。然而，尽管早期电动航空燃料（e-SAF）生产面临较高的价格溢价，预计在本十年内，掺混指令对机票价格的影响将相对有限（图 2.22）。目前电动航空燃料的生产成本最高可达化石煤油的十倍，但到 2030 年欧盟的强制性要求，短途航班每名乘客的成本增加不到 5 美元[28]，长途航班则不超过 30 美元。根据 2035 年的强制性要求，且与当前首期项目相比成本有所降低，最长航程航线的成本上涨可能达到约 90 美元。与 2026 年霍尔木兹海峡关闭后燃油价格波动相比，这些成本上升幅度微乎其微。

图2.22 与 2025 年相比，2030-2035 年从欧盟机场起飞的航班的每名乘客燃油成本增幅



IEA. CC BY 4.0.

注：燃料成本假设：2025 年化石煤油为每吨 710 美元；2026 年 3 月为每吨 1600 美元；2025 年 e-SAF 为每吨 8300 美元；2030 年为每吨 6400 美元；2035 年为每吨 5200 美元。e-SAF 成本代表欧盟范围内平均的生产成本。根据 ReFuelEU 计划，2030 年和 2035 年的 SAF 总份额分别要求达到 6%和 20%。其余部分预计由生物柴油覆盖，这将导致进一步的成本上升。据 IATA 的数据，2025 年平均而言，燃料成本占航空公司运营成本的 27%。

来源：国际能源署基于 IATA 煤油价格的分析；每位乘客的燃油消耗量采用 AIM（UCL）计算得出。

未来十年因 e-SAF 强制掺混要求而增加的燃料成本，与 2026 年化石煤油价格飙升相比微不足道。

建设 e-SAF 工厂需要大量资金投入：欧洲首个年产能达 8 万吨的商业化设施预计耗资约 20 亿美元。因此，获得融资必须依赖政策稳定、长期收入保障以及强有力的产业合作。与航空公司或燃料供应商签订十年（或更长）的承购协议是项目融资的关键，但这些协议取决于对未来政策框架的信心。然而，尽管欧盟委员会已明确表示不会重新审议相关指令本身，但 ReFuelEU 法规中内置的 2027 年审查机制却带来了一定不确定性。该审查可能引入一些灵活性机制，例如简化反油罐运输规则，以及以“预订并索赔”制度取代机场特定的混合标准。

为缩小与化石煤油的成本差距而提供公共支持，对于推动早期 e-SAF 的部署至关

[28] 短途航班指飞行距离不超过 1500 公里的航班，长途航班指飞行距离不超过 10000 公里的航班。

IEA. CC BY 4.0.

重要。各国政府近期已开始推出相关计划，但支持力度因地区而异。在美国，生产商仍可享受自 2023 年《通胀削减法案》首次引入以来的生产税抵免政策。中国自 2025 年底起已为 e-SAF 生产提供大量资本补贴。英国正准备于 2026 年推出 e-SAF 收入确定机制。自 2020 年以来，欧盟已通过创新基金将排放交易体系收入转移至 e-SAF 领域，并从 2024 年起向航空公司免费提供 ETS 配额，以部分弥补 e-SAF 价格缺口。2025 年，欧盟宣布启动“可持续交通投资计划”（STIP），旨在到 2027 年底为航空和船运领域的低碳燃料筹集 30 亿美元资金。STIP 的一项关键机制是双边拍卖，该机制由 H2Global 此前在其他氢燃料领域率先推行。2026 年首次实施此类拍卖，德国提供的最高达 20 亿美元的公共融资将予以支持。

由于中东冲突，航空燃料的供应问题近期成为关注焦点。展望未来，此类能源安全问题有望为合成煤油开辟新的资金来源和应用领域。为应对冲突，欧盟已制定一项行动计划，包括加强支持 e-SAF，具体措施包括审查生产标准、增加投资，并可能延长基于 ETS 的 e-SAF 支持机制。与此同时，国防领域也重新对合成煤油表现出浓厚兴趣。例如，莱茵金属公司与伊内拉特克公司正在开发分布式“电力转液体”工厂，以增强军事能源安全和燃料后勤能力。此类举措可能推动更多投资于电动燃料生产，其产能在和平时期可同时满足军用需求和民用航空需求。

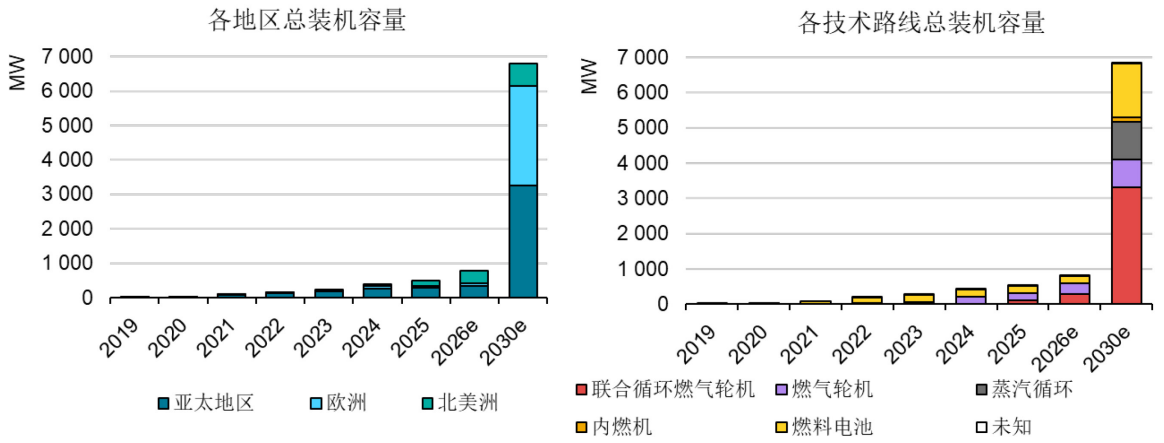
电力生产

氢气和氨可为电力系统提供宝贵的低碳灵活性，是大规模、季节性储能的少数可行方案之一，尤其在可再生能源发电量较高而其他长期储能方式有限的情况下。截至 2025 年底，全球使用氢气和氨的装机容量已达 520 MW，较 2024 年增长了 25%，但仅占全球装机容量的不到 0.01%。这一容量增长主要得益于美国 840MW 间山电力项目投入运行，该项目计划将 11%的氢气（按能量计为 30%的体积）与天然气混合燃烧，尽管氢气共燃预计要到 2026 年才开始实施。此外，中国于 2025 年启动了一台 100%使用氢气的 30MW 燃气轮机。在美国，一台 75MW 的燃气轮机也于 2026 年 1 月投入运行，实现 100%氢气驱动。新加坡则计划于 2026 年开始建设一座 20MW 的燃料电池电站，该电站将使用可再生氢气供电，并为数据中心提供电力（专栏 2.3）。

根据已公布的项目，到 2030 年，利用氢气和氨的发电能力将达到 6800MW（基于已投入运营的电厂、在建项目或已获得 FID 的项目，为 2000MW），较 GHR-25 评估值下降了 10%（图 2.23）。这一下调主要由于部分项目重新评估所致，这些项目在最初公布后未再有进展报告。到 2030 年，亚太地区占宣布总装机容量的一半，其次是欧洲占 40%，北美占 10%。

IEA. CC BY 4.0.

图2.23 2019-2030 年氢气和氨的发电能力按地区划分的历史数据及已宣布项目数据



IEA. CC BY 4.0.

注：2026 年的数值为估算值，假设在 2025 年宣布开工、正在建设或已达到 FID 的项目将于 2026 年开始运营。
数据来源：国际能源署基于行业相关方公开项目信息分析整理；燃料电池 2023 年及之前数据由 ERM 提供。

结合已投运机组与已公示在建项目测算，到 2030 年，氢能、氨燃料发电装机规模有望达到 6800MW，该规模不足当前全球发电总装机容量的 0.1%

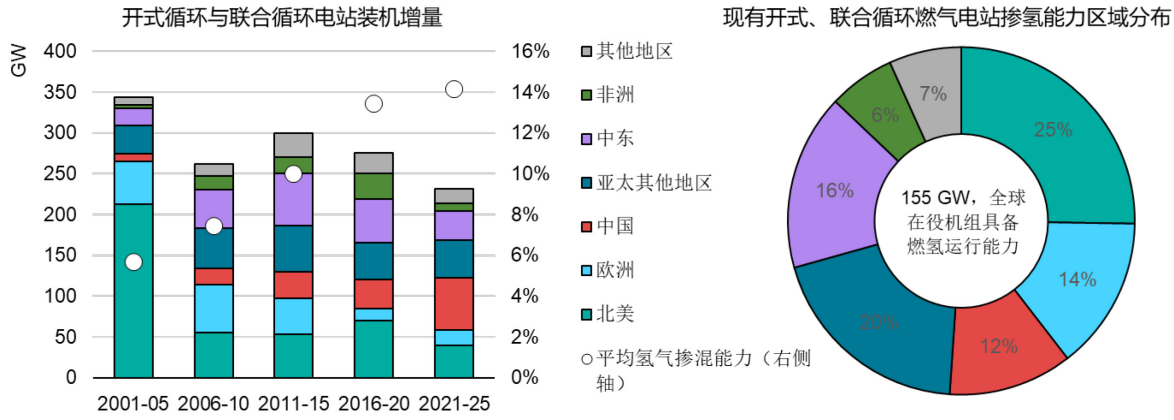
多数已公示项目计划在开式循环或联合循环燃气轮机电站中使用氢气。现有燃气轮机机型已可实现氢气混燃。部分采用扩散燃烧、并依靠喷蒸汽或喷水降低氮氧化物排放的在役燃气轮机能够纯燃氢气，但相较于配备干式低氮燃烧系统的新型燃气轮机，这类机组存在效率损失。干式低氮燃烧系统实现百分之百纯氢燃烧已完成示范验证，设备厂商计划在 2030 年前推出该类型商用燃气轮机。全球现有燃气发电装机容量约 1700GW，其中约 1100GW 具备氢气混燃能力，但氢气掺烧比例取决于燃气轮机本体设计以及管道等配套设备的适配能力。整体来看，在现有开式循环与联合循环燃气轮机电站机组中，约 155GW 装机可实现燃氢运行（图 2.24）。[29]

目前，也有项目计划在燃煤电厂中联合燃烧氨，或直接将氨用于燃气轮机。日本与韩国共有七个燃煤电厂氨混燃项目正在推进，并获得政府扶持计划支持。在新加坡，2025 年 10 月已选定一个联合体，负责对一座 55-65 MW 的氨能发电厂及其终端和加注基础设施开展前期工程与设计研究。在燃气轮机直接使用氨方面也取得了进展。2026 年 3 月，通用电气维尔诺瓦公司与石川岛播磨重工在 F 级燃气轮机上成功实现了 100%氨燃烧。由于最小的 F 级涡轮机容量为 50MW，这标志着继石川岛播磨重工于 2022 年在 2MW 燃气轮机上实现 100%氨燃烧之后的重要技术升级。两家公司计划到 2030 年实现具备氨燃烧能力的燃气轮机商业化部署。三菱动力公司也计划在其 H-25 燃气轮机上实现 100%氨燃烧的示范。

[29] 计算方式：取各类燃气轮机设计对应的最大氢气掺烧比例，分别乘以各机组装机容量后汇总得到。

IEA. CC BY 4.0.

图2.24 2001–2025 年现有燃气电厂中氢气共燃能力



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于全球能源监测组织数据的分析。

自 2001 年以来，新建燃气电厂的氢气平均能力几乎增长了三倍。因此，现有燃气发电容量中约有 9%可改用氢气运行。

电力领域已出台多项政策支持低排放氢气与氨气发电应用，相关项目主要集中在日本和韩国（图 2.25）。在日本，JERA 与三井物产于 2025 年 12 月入选日本政府为期 15 年的氢、氨差价合约（CfD）扶持计划。[30]两个项目均计划从美国蓝点项目进口低排放氨气，该项目拟于 2029 年依托天然气搭配碳捕集与封存技术投产制氨。JERA 和三井物产进口的氨气主要用于 JERA 1000MW 碧南燃煤电厂、北海道电力 700MW 苫东厚真燃煤电厂开展氨混燃。两座电厂同时获得日本首届长期脱碳容量拍卖（LTDA）的建设资金补贴。[31]第三届长期脱碳容量拍卖中标结果已于 2026 年 5 月公布。[32]相较于前两届拍卖，第三届拍卖新增纯氢、纯氨燃烧项目扶持政策，并配套燃料成本补贴机制：按照 40%机组利用率核算，补贴氢能、氨能与化石燃料之间的价差。本届共有两台纯氢燃烧机组中标，总装机 253MW，包含一台现役燃煤机组改造为纯氢机组项目，以及一座新建纯氢电站；另有两台现役燃煤机组获批改造为氨混燃机组，总装机 264MW。北海道电力苫东厚真 4 号机组已于首届长期脱碳容量拍卖中标，现阶段规划将氨气掺烧比例由 20%提升至 40%。神户制钢拿下神户电站 1 号机组 20%氨混燃项目，规模 131MW，该企业虽在首届拍卖中中标，但后续退出项目。第四届长期脱碳容量拍卖正在筹备，配套的电力强度准入阈值政策尚在研讨阶段。

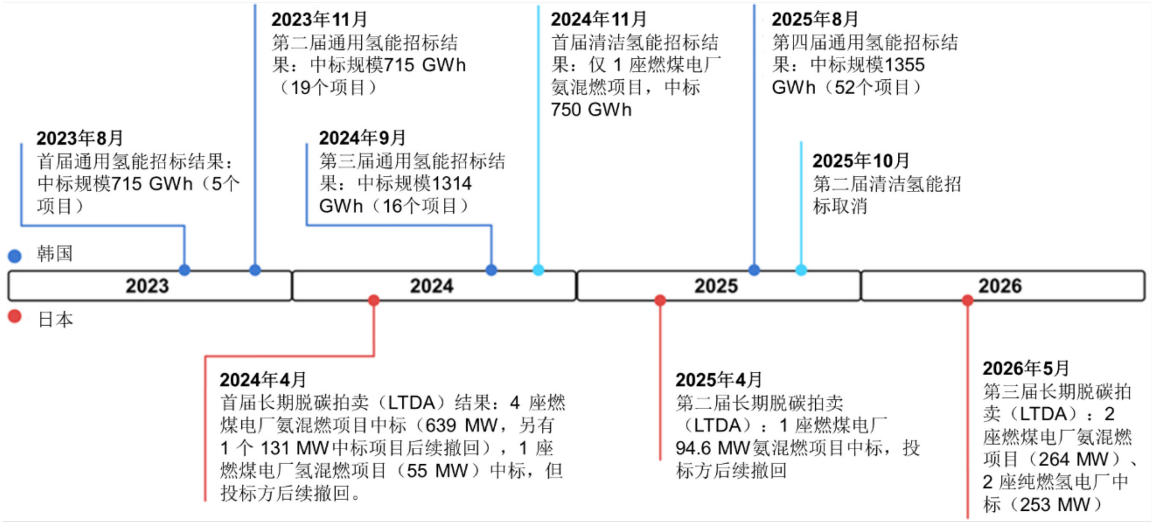
韩国原定于 2025 年 5 月启动的第二轮清洁氢能发电招标，已于 2025 年 10 月取消。[33]该招标计划在 15 年周期内，每年支持氢能与氨气发电合计 3TWh。韩国政府

[30] 日本经济产业省新增两个氨项目补贴名额，Argus 传媒集团，版权所有（2025 年 12 月 19 日）。
[31] 日本清洁能源拍卖：氨、氢能项目开局缓慢，Argus 传媒集团，版权所有（2024 年 5 月 1 日）。
[32] 日本资助两台燃氢发电机组：更正公告，Argus 传媒集团，版权所有（2026 年 5 月 18 日）。
[33] 韩国取消清洁氢能发电招标，Argus 传媒集团，版权所有（2025 年 10 月 17 日）。

IEA. CC BY 4.0.

目前正考虑停止对燃煤电厂氨混燃项目提供资金扶持。[34]2024 年首轮招标中，仅有一个燃煤电厂氨混燃项目中标，年度发电量规模 750GWh，远低于 6500GWh 的目标规模。韩国扶持的清洁氢与氨气燃料，要求排放强度低于 4kgCO_2-eq/kgH_2，[35]除此之外，韩国也允许普通氢气用于发电领域，且不设置排放限值。截至目前，四轮通用氢能招标合计中标年度发电量 4100GWh。

图2.25 2023-2026 年日本和韩国电力部门氢和氨使用拍卖



IEA. CC BY 4.0.

来源：各类新闻报道和政府公告。

在日本，三场拍卖中分别授予了 1200MW 的低排放氨气或氢气发电项目，而在韩国，则授予了年发电量为 750GWh 的项目。

德国修订了电厂发展战略，计划于 2026 年招标 12GW 可调度电源容量，作为战略实施内容之一。德国与欧盟达成的协议规定，所有新建电厂均需具备燃氢运行能力，但项目方可选择采用其他技术，在 2045 年前实现脱碳。德国政府拟定激励政策，计划到 2040 年完成 2GW 机组的燃氢改造，2043 年前再完成 2GW 机组改造。上述所有举措仍需形成正式法案，且后续还需按照国家援助相关规定，取得欧盟委员会的最终审批。

2025 年 11 月，英国政府正式发布脱碳适配性指导文件，要求英格兰地区新建以及大规模翻新改造的燃机电厂，需证明机组可改造适配低排放氢气，或可加装设备捕集 90%发电过程产生的二氧化碳。

[34] 韩国考虑终止氨混燃相关规划，Argus 传媒集团，版权所有（2025 年 10 月 29 日）。
[35] 韩国氢能发电招标剔除部分氨项目，Argus 传媒集团，版权所有（2024 年 5 月 30 日）。

IEA. CC BY 4.0.

专栏 2.3 数据中心——氢能的机遇？

新兴的数据中心正在增加电力消耗。由于其用电量大且集中，数据中心的部署可能给电力基础设施带来挑战。虽然数据中心的建设大约需要 1 到 2 年时间，但接入电网的等待时间则可能更长，例如在欧盟地区，这一时间可长达 2 至 10 年。因此，一些人工智能公司正转向就地发电。在美国，部分数据中心已开始使用现场燃气轮机供电，但燃气轮机供应链紧张，交付周期长达 5 到 7 年，也逐渐成为瓶颈。

采用燃料电池或内燃机，依托低排放氢气、氢基燃料开展现场发电，可作为一种备选方案。已有多处数据中心将燃料电池用作备用电源，装机容量约 400MW。但这类燃料电池几乎全部以天然气为燃料，而非氢气；截至目前，仅有少数数据中心使用氢气作为燃料。荷兰的 NorthC 数据中心于 2022 年投建一台 500 kW 燃料电池，依托可再生制氢提供备用电力；一年后，该企业又在另一处站点配套六台 1 MW 燃气内燃机，将可再生氢气作为主燃料。韩国规划在 2030 年建成一座 900MW 燃料电池电站*，采用清洁氢气发电，为数据中心供电。氢基燃料是另一条技术路线。罗尔斯·罗伊斯与 Inertec 计划面向数据中心开发备用电源方案，采用可再生氢气与二氧化碳合成制取合成柴油。新加坡 Amogy 公司与公共科研机构 A*Star 联合公布示范方案，搭建适用于数据中心的氨燃料发电系统，配套现场氨裂解装置，并通过燃料电池或内燃机完成发电。

然而，氢气在数据中心的应用仍面临诸多挑战。若作为备用电源，需配套氢气储罐；若要持续稳定运行，则必须完善氢气供应基础设施，例如接入氢气管网或接入氢能枢纽。受其他低排放发电方案的供给能力与成本制约，氢气大多仅适用于备用供电场景，用于持续发电则成本过高。氨燃料、合成氢基燃料虽可作为替代路线，但同样存在难点：氨燃料需要保障储运与使用安全，合成碳氢燃料则成本偏高。

*韩国某省规划建设 900MW 氢燃料电池电站，Argus 传媒集团，版权所有（2024 年 11 月 26 日）

IEA. CC BY 4.0.

第 3 章 制氢

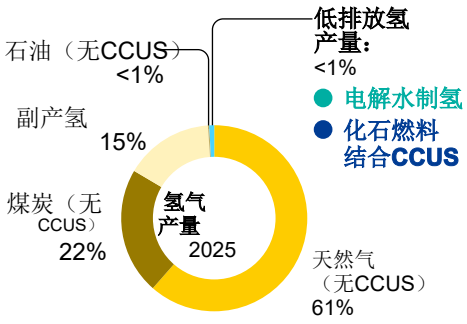
要点

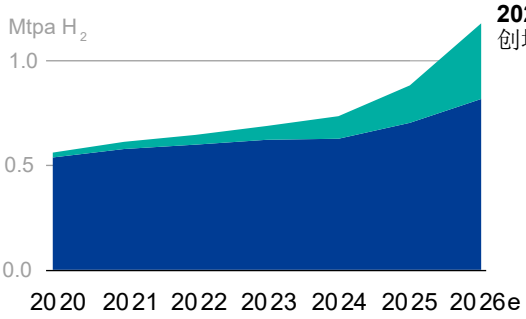
- 全球氢气制备仍以无减排化石能源制氢为主。2025 年，低排放氢气产量接近 100 万吨，预计 2026 年将实现创纪录增长，占全球氢气总产量的比重超过 1%，产能高度集中于中国、欧洲及北美地区。
- 受国内多个大型项目投产带动，2025 年电解槽装机规模实现翻倍，突破 4 吉瓦。另有超 2.5GW 项目处于在建阶段，计划 2026 年投产。新增产能预计主要来自欧洲，规模达 2GW，但产能高度集中于少数大型项目。
- 一套依托碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的化石能源制氢大型项目于 2025 年投产。另有两个中小型项目计划 2026 年落地，但受 CCUS 基础设施建设滞后影响，已有多个同类项目出现延期。
- 2025 年氢能领域投资热度有所回落。连续两年维持约 100 万吨/年规模后，新增最终投资决策项目规模降至 80 万吨/年以下。中国近期出台的相关政策有望提振投资活力，但全球其他地区受需求不足与监管壁垒制约，行业前景存在不确定性。
- 已落地的 2030 年氢能产能规模增长 3%，达到 430 万吨；若一批具备高潜力、目标 2030 年前投产的项目可在 2026-2027 年完成最终投资决策，该规模有望突破 600 万吨。但受项目延后至 2030 年后实施、临时搁置及项目取消等因素影响，2030 年潜在项目储备规模缩减 1000 万吨，降至 2700 万吨。若无法在 2027 年底前完成投资决策，已公布的超 100GW 电解槽项目将基本丧失 2030 年前投产的可能性。
- 受市场发展放缓影响，电解槽制造业步入行业整合阶段。依托成本优势与大型项目实践经验，中国在电解槽制造领域占据领先地位；但国内产能过剩引发非理性低价竞争，部分报价低于制造成本，国内市场同样显现行业整合迹象。在此背景下，众多制造企业积极拓展海外市场。
- 短期来看，全球绝大多数地区化石能源制氢成本仍低于可再生制氢。某些时期，化石能源价格波动可显著缩小二者成本差距，但仍不足以推动项目完成最终投资决策，短期内配套扶持政策仍不可或缺。

IEA. CC BY 4.0.

氢气生产

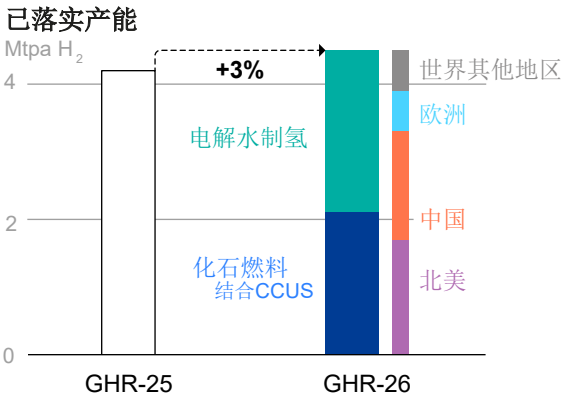
氢气生产结构仍以未减排的化石燃料为主，但低排放氢产量持续增长，2026年有望超过全球氢气总产量的1%

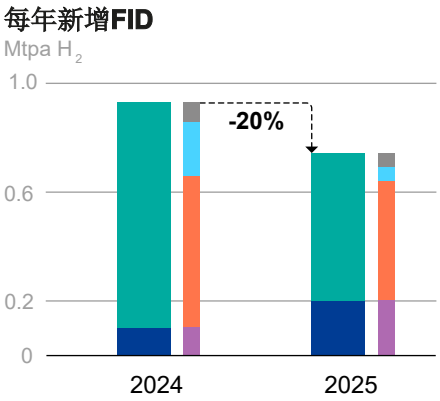




全球电解槽**装机容量**
2025年翻倍；
结合CCUS的**化石燃料制氢产量** 增长10%

已落实的低排放氢产能自GHR-25以来仅增长3%，新增最终投资决策（FID）减少，中国的前景较为乐观，其他地区仍存在不确定性

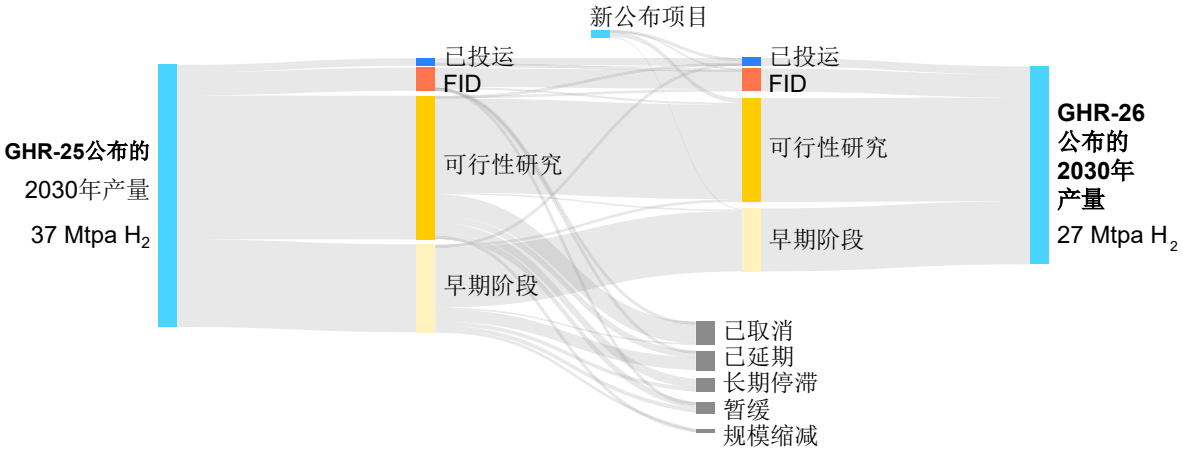




中国出台新政策促进 氢能市场发展

- 第15个五年规划（2026-2030）
- 电解槽资本支出补贴
- 大规模示范计划
- USD 11亿用于刺激需求

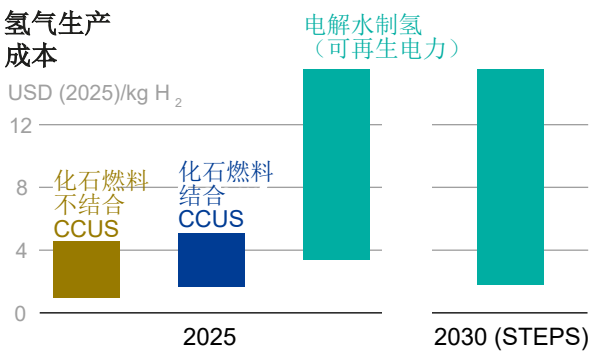
到2030年的规划项目产量已下调至27 Mt，预计还将下调，但有针对性的支持可推动进展较快项目的投资

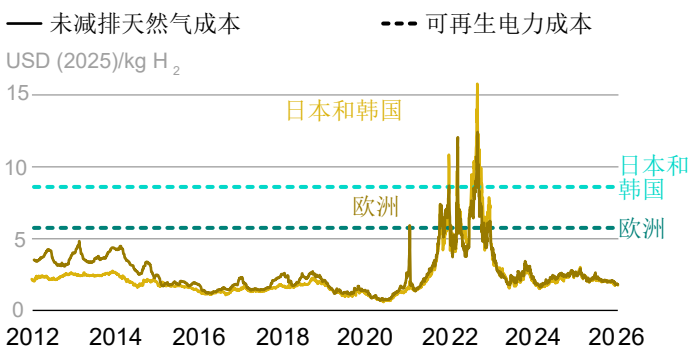


项目取消或延期的最常见原因

- 成本高，公共支持获取困难
- 许可审批问题
- 缺乏承购方
- 监管障碍

可再生氢的生产成本高于化石燃料制氢；化石燃料价格波动可缩小成本差距，但短期内仍需支持机制



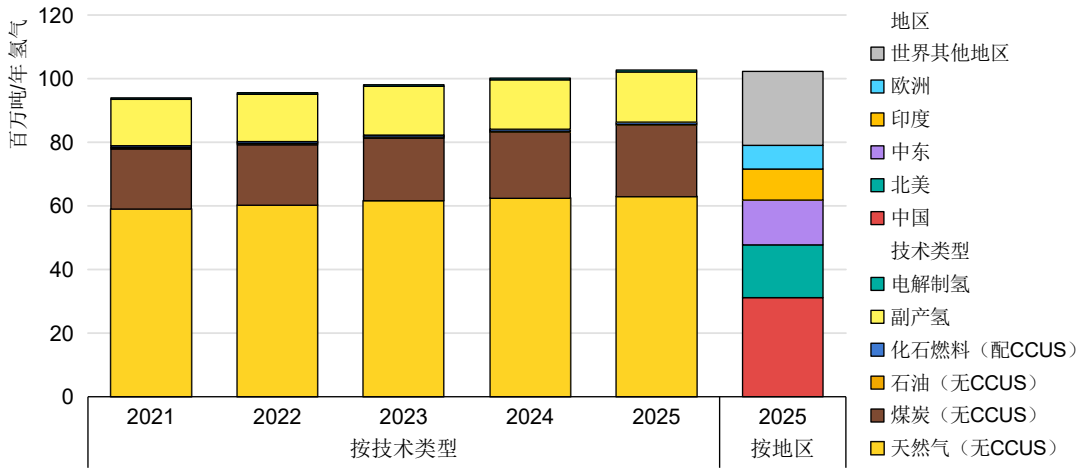


IEA. CC BY 4.0.

概述与展望

全球氢气生产绝大部分仍依赖未采取减排措施的化石能源，以天然气（约占总产量 60%）和煤炭为主，煤炭制氢主要集中于中国（图 3.1）。据此测算，2025 年制氢过程产生约 10 亿吨二氧化碳 [36]。该排放规模已超过印度尼西亚与法国两国碳排放之和。低排放氢气 [37]在总产量中的占比仍不足 1%；但受电解槽新增产能与新建碳捕集、利用与封存（CCUS）配套装置共同拉动，2025 年产量同比增长 20%，接近 100 万吨（图 3.2）。

图3.1 2021-2025 年分技术、分区域氢气产量



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS 为碳捕集、利用与封存。副产氢包括石脑油催化裂解装置与蒸汽裂解装置所产出、后续用于炼油工序的氢气。

氢气制备仍以无减排化石能源制氢路线为主，2025 年由此产生的二氧化碳排放量约为 10 亿吨。

2025 年电解制氢产量增长三分之二。中国发挥核心作用，多个大规模项目建成投产，包括位于赤峰的全球最大电解制氢项目（500 MW）。与此同时，美国一个大型项目投产带动 CCUS 路线制氢规模实现扩张，其产量增量几乎与电解制氢的增量持平。

预计 2026 年增长将进一步加快。低排放氢产量有望提升 30%，接近 120 万吨。产能扩张仍呈现地域集中特征，中国、欧洲和美国引领产业发展，但三者

[36] 假设石脑油裂解装置和蒸汽裂解装置中作为副产品生产的氢气为 0kgCO_2/kgH_2。如果假设最大值为 10 kgCO_2/kgH_2，排放量将增加至接近 1200 MtCO_2。这包括氢气生产的直接排放，以及用于尿素和甲醇合成的超 300 Mt 的 CO_2，其中大部分随后被排放。这排除了化石燃料供应的上游和中游排放。

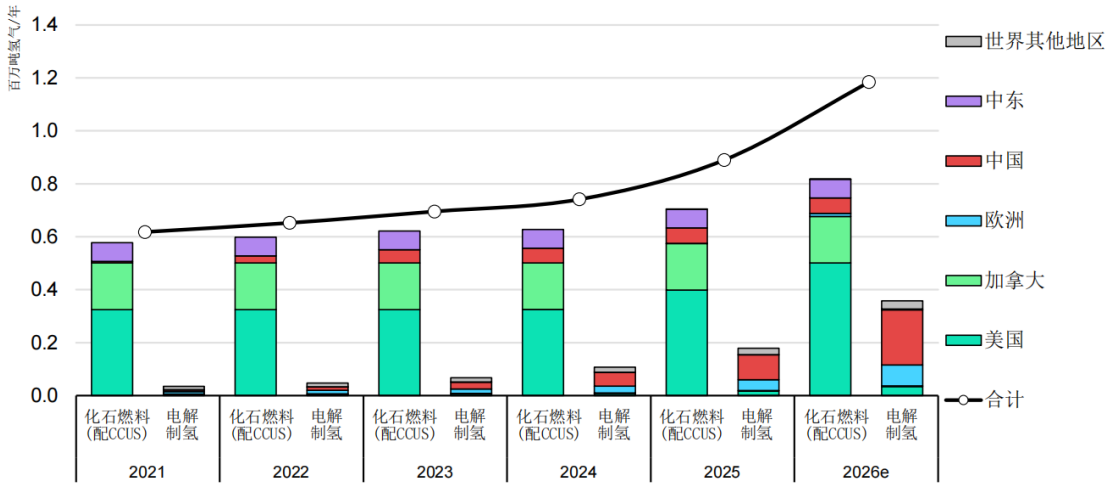
[37] 有关《全球氢能展望》中低排放氢定义的详细信息，请参见附录。

IEA. CC BY 4.0.

依托的技术路线与政策路径各不相同。

美国预计将实现最大的产量增幅，该增量来源于前些年已投产项目的产能爬坡。中国的产量增幅预计几乎与美国相当，且增长完全由电解制氢驱动；电解槽成本持续下降、融资成本较低以及连贯的产业政策，为产业快速落地创造了有利条件。在欧洲，由欧洲共同利益重要项目（IPCEI）计划支持的首批大规模电解制氢项目预计将陆续投运，同时该地区首个大规模 CCUS 配套制氢项目也有望投产。但受配套关键基础设施投产延期影响，包括欧洲及美国[38]在内的多个 CCUS 项目投产时间均推迟至 2026 年以后。

图3.2 2020-2026 年按技术路线与地区划分的低碳氢产量



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS 指碳捕集、利用与封存。2026e 代表 2026 年预估值，测算依据为至少已完成最终投资决策（FID）、计划 2026 年投产的项目。已宣宣的低碳氢项目更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

2025 年全球低碳氢产量接近 100 万吨，预计 2026 年将实现创纪录增长。

尽管已投运项目实现大幅增长，但 2025 年投资动能有所放缓。连续两年新增最终投资决策项目对应产能维持在约 1 Mtpa，2025 年新增最终投资决策产能降至 0.8 Mtpa 以下（图 3.3）。中国电解制氢领域的下滑幅度最为显著，但 2025 年末至 2026 年初陆续出台的政策举措，有望重新激活投资活动。

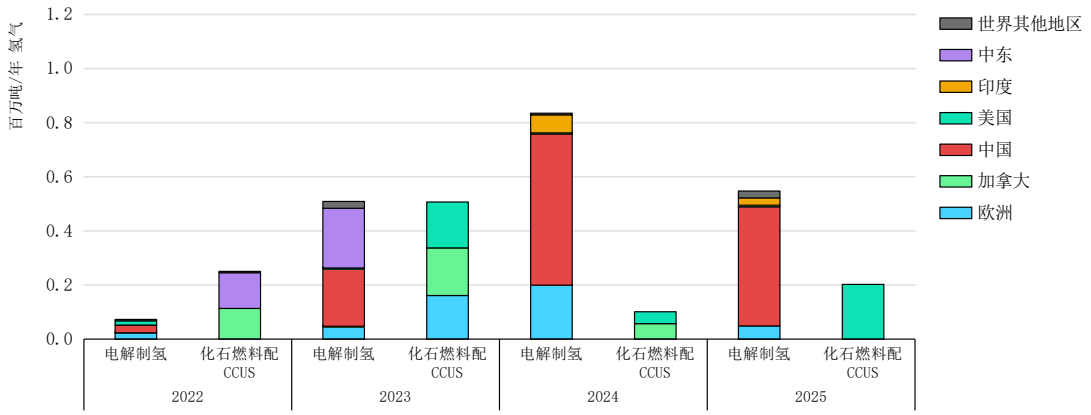
欧洲地区，在 2023-2024 年受欧洲共同利益重要项目带动、FID 项目数量大幅攀升之后，新增最终投资决策项目规模出现大幅下滑。需求不确定性是核心制

[38] 伍德赛德因氢气供应延误而推迟德克萨斯蓝氨项目，阿格斯《氢能与未来燃料》第 26-11 期。

IEA. CC BY 4.0.

约因素：欧盟《可再生能源指令》（RED）中针对交通与工业领域非生物来源可再生燃料（RFNBO）使用目标，在各成员国国内立法转化进程滞后，市场对氢能未来需求规模难以形成清晰预期，抑制了投资落地。因此，项目开发商难以签订氢气消纳协议，部分项目甚至退回已获批的公共补贴资金。此外，项目开发商指出，满足严苛的 RFNBO 合规标准推高生产成本，同样制约项目落地。欧盟委员会于 2026 年 4 月宣布，拟自 2026 年 6 月起启动针对可再生氢能生产标准的定向修订。国家和欧盟层面支持计划（例如欧洲氢能银行）之间的碎片化进一步推迟了部署，一些项目选择退出欧洲资助机制，转而选择更有利的国内支持，而这种国内支持与欧盟层面的资助不兼容。

图3.3 2022-2025 年取得最终投资决策的低碳氢项目产能



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS 为碳捕集、利用与封存。本图统计当年取得最终投资决策（FID）的项目，其中部分项目现已投产。低排放氢官宣项目的更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

在连续两年新增最终投资决策规模约 100 万吨/年后，2025 年低碳氢生产的最终投资决策项目规模下降 20%。

在美国，新增最终投资决策项目实现增长，主要得益于一个面向出口市场（主要出口日本）的大型 CCUS 制氨项目。从更广范围看，长期政策支持存在不确定性，电解制氢与 CCUS 两条技术路线的项目开发进度均因此放缓。尽管 CCUS 可享有比电解制氢更为明确的激励政策，例如 45Q 税收抵免，但受对未来需求的担忧制约，相关投资依然受限，欧洲等核心出口市场的前景尤受关注。

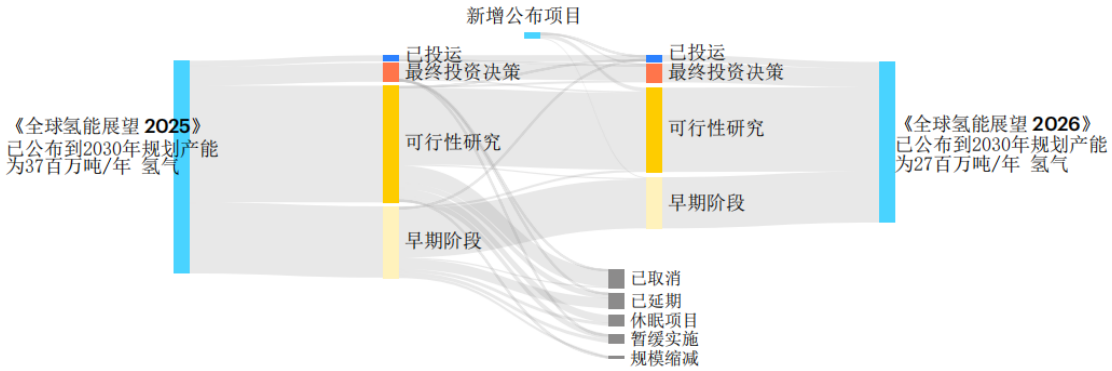
全球项目储备库的动态变化反映出上述多重挑战（图 3.4）。基于已对外公告项目测算，2030 年全球低碳氢产量或将达到 2700 万吨，较《全球氢能展望 2025》

IEA. CC BY 4.0.

（GHR-25）的评估值下调 1000 万吨。本次预测下调由多重因素共同造成：项目取消（占减量的 30%）、投产推迟至 2030 年以后（25%）、项目临时搁置（15%），同时剔除超过三年没有进展的“休眠项目”。约一半的减量来自发达经济体与新兴经济体中面向出口的 GW 级电解制氢项目。

项目推迟、取消或搁置的最常见原因为：技术成本长期居高不下，同时公共扶持力度不足，或是难以达到公共补贴的申领标准，无法填平成本缺口。除此之外，许可审批障碍（欧洲主要体现为电网接入难题）以及消纳协议难以落实也制约项目推进；根源在于监管框架不完善，难以拉动市场需求，无法为氢能产业提供长期市场预期。

图3.4 2025 年和 2026 年《全球氢能展望》版本之间项目管道的变化



IEA. CC BY 4.0.

注：“休眠项目”指已经官宣，但至少连续 3 年没有披露任何进展的项目。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

自《全球氢能展望 2025》发布以来，受项目延期与取消影响，项目储备规模缩减 1000 万吨/年，而已落实产能仅实现小幅增长。

与此同时，在建或已完成最终投资决策项目对应的年产量维持在 320 万吨/年。市场出现了一批新增 FID 项目，主要包括中国、西班牙面向炼油厂供氢的大型电解制氢项目，以及美国一个大型 CCUS 项目。但自《全球氢能展望 2025》发布以来，已有相当规模的产能实现投产（大部分集中在中国）；同时，部分在《全球氢能展望 2025》中被归类为已完成最终投资决策的中国电解制氢项目，现已被重新划为可行性研究阶段。[39]此外，部分处于较成熟阶段的项目已宣告取消，诱因包括财务重组、项目合作方破产以及运营层面难题；但这些被取消项目对应的 2030 年潜在产能不足 2.5 万吨，而同期新增最终投资决策项目对

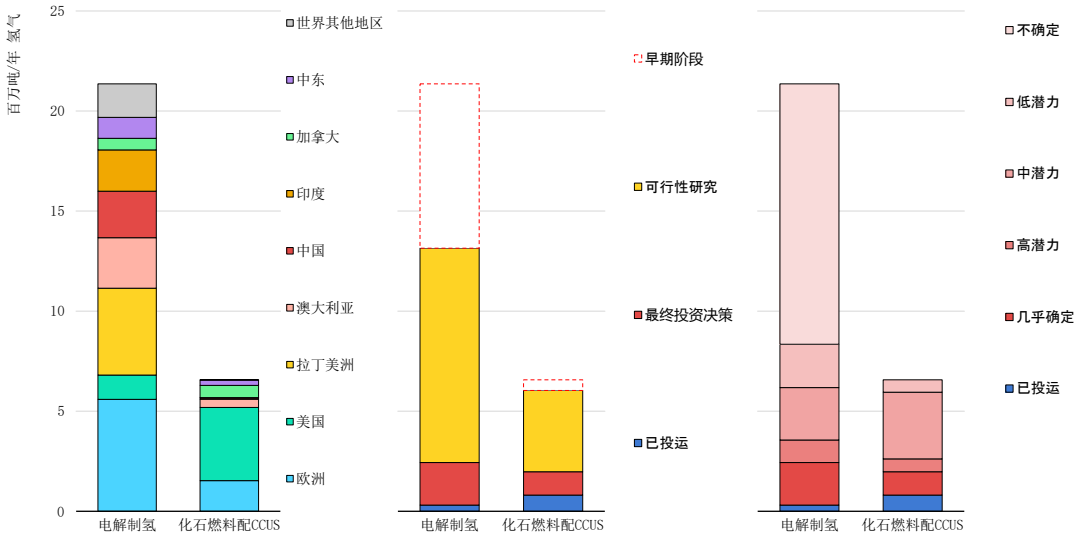
[39] 这些项目已经启动了采购电解槽的招标，或者已经开始土建工程，但一年之后，进展有限，或者招标已被暂停，这表明其中一些项目尚未真正达到 FID（最终投资决定）阶段。

IEA. CC BY 4.0.

应的产能约为 33 万吨。因此，在建或已完成最终投资决策项目到 2030 年的预期产量并未实现净增长，该部分产量占全部官宣项目储备库总规模的 12%。

已落地产能（定义为已投运、在建或已完成 FID 的项目）到 2030 年将达到 430 万吨，仅较《全球氢能展望 2025》评估值高出 3%。即便如此，低碳氢占全球氢气总产量的比重，有望从 2025 年的不足 1%提升至 2030 年的约 4%。发展态势可类比十年前的光伏产业：2015 年光伏发电占全球发电量比重为 1%，到 2020 年提升至 3%以上。

图3.5 基于已公布项目的低排放制氢产能：按技术、地区、项目状态以及 2030 年投产落地可能性划分



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS 为碳捕集、利用与封存。本图仅纳入已披露投产起始年份的规划项目。低排放氢官宣项目的更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

面向 2030 年的已官宣低碳氢生产项目总规模达 2700 万吨，但其中仅 430 万吨为已落实投资的产能。

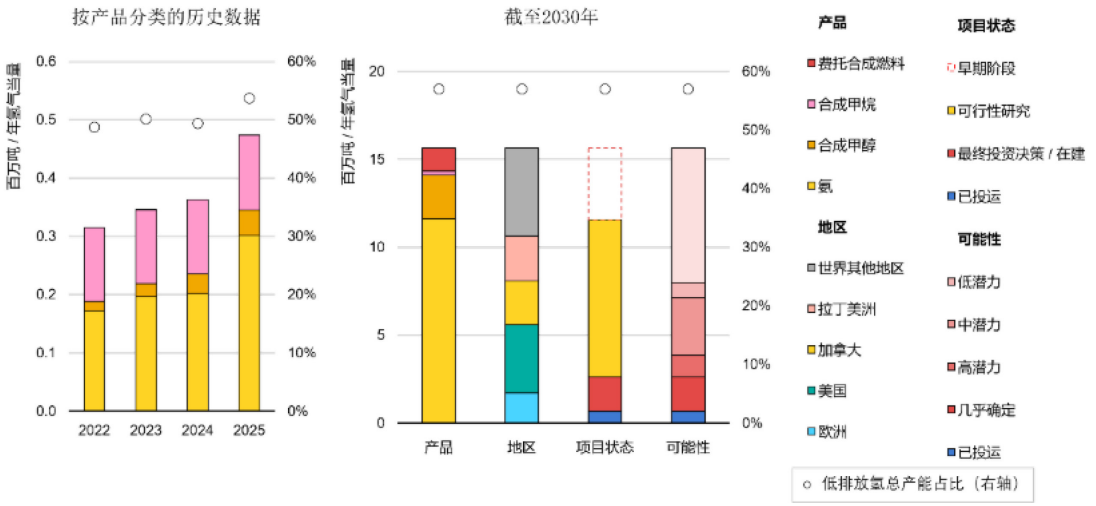
若纳入 2030 年前具备高潜力的项目，2030 年低碳氢潜在产量可提升至 600 万吨以上（图 3.5）。该数值较《全球氢能展望 2025》的预测值显著下降，反映出多个大型项目出现延期——这类项目若要在 2030 年前实现投运，需在近期完成投资决策；同时部分重点市场（尤其是美国）存在政策不确定性。上述趋势凸显，需要完善配套制度框架，加快项目落地实施，弥补公开规划目标与实际建成产能之间的差距。

IEA. CC BY 4.0.

氢基燃料与化工原料

氢基燃料与化工原料，包括氨、甲醇、合成甲烷以及合成液体燃料，占 2025 年低碳氢产量的一半以上，其中绝大部分用于生产氨，作为化工行业的原料（图 3.6）。

图3.6 2022-2025 年氢基燃料与原料项目，以及按产品、地区、项目状态、2030 年投产可能性划分的官宣项目



IEA. CC BY 4.0.

注：百分比占比，指用于制备氢基燃料与原料的氢气输入量，占全部低碳氢、氢基燃料官宣项目低碳氢总产能的比重。数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

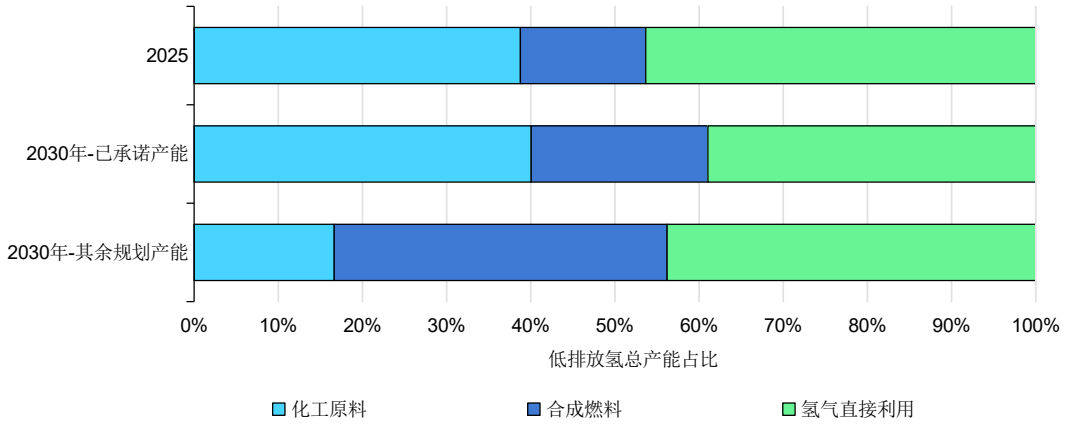
低碳氢基燃料与原料，尤其是氨的生产项目，占全部储备项目库规模的一半以上。

基于已公告项目测算，上述产品在氢能领域仍将占据极为重要的地位。预计 2030 年近 60%的公告低碳氢产量将用于制备这类燃料与化工原料。同时，规划产量中用于发电、交通运输以及氢载体等燃料类应用的占比不断提升（图 3.7）。这反映出市场对新兴应用场景的关注度持续提高，例如发电侧掺氨混烧（主要集中于日本、韩国，近期中国也加快布局）以及船运领域；尽管国际监管框架仍存在不确定性，中国相关项目开发活动十分活跃。在政策扶持与产业自主项目共同推动下，氢能终端用途正逐步多元化。

该趋势在已落地项目中同样有所体现，但变化幅度弱于全部公告项目。2030 年，用于生产化工原料氨与甲醇的产量仍占已落地总产能的近 40%（170 万吨）；面向燃料类应用的项目占比提升至约 20%（90 万吨）。剩余已落地产能用于氢气直接利用，主要应用于炼油、钢铁以及其他工业场景（化工、陶瓷、高温供热等）。

IEA. CC BY 4.0.

图3.7 2025 年与 2030 年面向化工原料、合成燃料及氢气直接利用的现有及已公布低排放氢能项目占比



IEA. CC BY 4.0.

注：“化工原料”指用于化工领域的氨与甲醇生产；“合成燃料” 包含合成液体燃料、合成甲烷，以及氨、甲醇作为燃料的应用场景。“氢气直接利用”包含氢气在炼油、工业、交通、发电、民用领域、生物燃料生产中的直接消费，同时包含用途未公开的项目。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

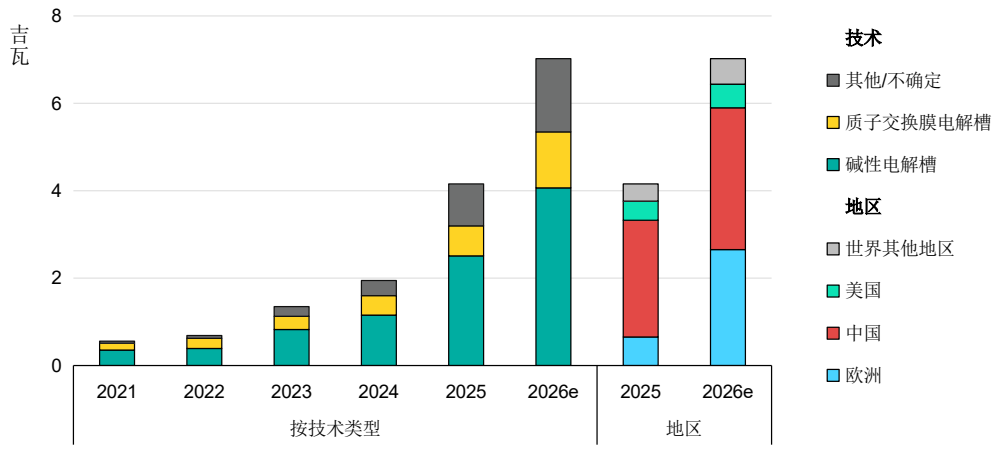
合成燃料正受到越来越多关注，但从已落地承诺项目来看，化工原料的生产规模预计仍将更大。

电解制氢装机部署

2025 年全球电解制氢装机规模快速扩张，装机容量实现翻倍，突破 4 GW（图 3.8）。该规模较《全球氢能展望 2025》的预测值低 700 MW，主要源于中国与欧洲的项目延期，同时叠加少量项目取消（约 130 MW）。

IEA. CC BY 4.0.

图3.8 2021-2026 年分技术、分地区电解槽装机容量



IEA. CC BY 4.0.

注： “其他/不确定”技术包含固体氧化物电解、阴离子交换膜电解、其他新型技术方案、考虑采用多种技术组合的项目，以及电解技术类型未披露的项目。电力单位为 GW。2026e 为 2026 年产能预估值，测算依据为计划 2026 年投产且至少已完成最终投资决策（FID）的项目。低排放氢官宣项目的更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

2025 年全球电解槽装机容量实现翻倍；受中国市场以及欧洲首批百兆瓦级以上项目推动，预计 2026 年将再度迎来创纪录增长。

在经历 2024 年阶段性放缓之后，电解槽年度装机的增长态势于 2025 年重新恢复。去年新增装机规模达到 2023 年历史最高纪录的三倍。本轮增长高度集中于中国，中国占全球新增装机的近四分之三。欧洲与美国各自贡献年度新增装机的 10%以上，体现出两地装机推进节奏相对平缓。由此，中国进一步巩固了全球最大电解制氢市场地位。截至 2025 年末，中国占全球累计装机容量约三分之二，是第二大市场欧洲装机规模的四倍。

除三大主要市场外，一批具有代表性的创新项目也陆续投运：印度 25 MW 项目（用于制铁）、[40]乌兹别克斯坦 20 MW 项目（用于化肥生产）、日本 16 MW 项目（酿酒厂供热）以及纳米比亚 12 MW 项目（用于制铁）。这表明，尽管新兴市场整体发展阶段仍落后于三大主要市场，多数项目尚处于示范应用阶段，但电解制氢技术同样正在新兴市场取得进展，未来有望为全球装机贡献重要力量。

展望未来，2026 年电解槽装机部署有望再创新高。撰稿时，全球在建、计划 2026 年投产的电解槽装机超过 2.5 GW，其中 90%集中在中国和欧洲。这预示全球市

[40] 印度 JSW 钢铁公司投产 25MW 可再生氢工厂，普氏《氢能日报》，2025 年 10 月 21 日

IEA. CC BY 4.0.

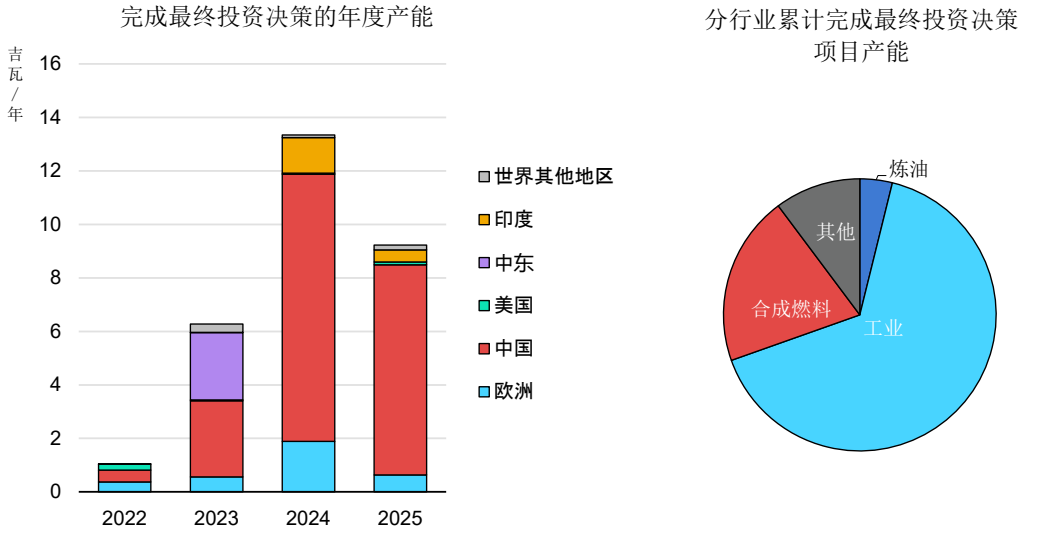
场将继续高速扩张，但区域高度集中的特征仍将延续。

欧洲预计将成为本年度增长主力，有接近 2 GW 在建项目计划于 2026 年并网投运，区域累计装机有望实现四倍增长。到 2026 年末，欧盟电解槽装机有望达到 2.4 GW。虽然实现了可观的规模提升，但该规模仅相当于 2020 年《气候中性欧洲氢能战略》设定的 2030 年 40 GW 目标的 6%，目前该战略文件正在修订。欧洲大部分新增产能来自欧洲共同利益重要项目（IPCEI）计划，该计划扶持了一批大型电解制氢项目，其中多个装机超 100 MW 的项目即将进入投产阶段。

但欧洲短期前景一定程度上取决于少数大型项目能否按期交付。预计 2026 年新增装机中，超过三分之一来自瑞典 Boden（Stegra）超过 700 MW 的项目。若该项目投产延期，将有相当一部分新增产能被推迟至后续年份。

与装机规模强劲增长形成反差的是，2025 年投资动能有所减弱（图 3.9）。完成最终投资决策的电解制氢装机规模相较 2024 年下降约 30%。中国的下滑幅度最为显著，欧洲、印度同样出现回落。不同地区背后诱因各不相同，但投资降温凸显出项目开发仍持续面临各类不确定性。

图3.9 2022-2025 年分地区取得最终投资决策的产能，以及分行业最终投资决策累计产能



IEA. CC BY 4.0.

注：左图统计对应年份取得最终投资决策的项目，其中部分项目已经投产。电力单位为 GW。“合成燃料”包括合成烃类液体燃料、合成甲烷，以及用于能源用途的氨和甲醇。低排放氢官宣项目的更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

2025 年，全球各地区投资势头均有所走弱；三分之二的最终投资决策项目面向工业应用领域。

IEA. CC BY 4.0.

在中国，这一下降似乎是暂时的。近年来最初的一波 FID 是由“十四五”规划和《氢能产业发展规划（2021-2035 年）》下建立的政策框架所推动的，该框架侧重于建设技术能力和建立早期供应链，并高度重视燃料电池电动汽车（FCEV）。自 2025 年下半年以来，政策格局进一步演变，新措施包括资本支出补贴、大型城市级示范项目以及在“十五五”规划（2026-2030 年）中将氢能指定为战略性产业，这些措施预计将在短期内刺激投资。重要的是，政策重点也正在向 FCEV 之外扩展。可再生氢和氢基燃料日益被视为能源安全的关键贡献者，特别是在减少工业部门对化石燃料进口的依赖方面。2026 年 3 月，中央政府启动了一项 80 亿元人民币（1.1 亿美元）的计划，旨在刺激多个应用领域的需求，包括氨和甲醇生产、炼钢、工业供热和重型运输。这些发展预计将在短期内支持投资活动的重新增长。

但在欧洲与印度，投资前景仍存在较大不确定性，核心在于需求端前景不明朗。欧盟《可再生能源指令》中关于非生物来源可再生燃料的目标在国内转化进程迟缓，给项目开发商带来不确定性，尤其是面向工业应用的项目。工业用途氢能项目很难推进至最终投资决策阶段，已有若干此类项目因未来需求预期不明直接取消。与之相对，2025 年完成最终投资决策的装机中 70%属于炼油领域；部分成员国允许炼油行业使用的可再生氢计入交通领域的非生物来源可再生燃料目标，而交通领域相关规则的本国立法转化推进程度要高得多。

印度方面，政府面向化肥厂的可再生氨供应招标取得初步进展。2026 年 3 月，此次招标中 13 份中标供应合同有 11 份完成签署，剩余 2 份因采购方退出宣告作废。[41]不过，如何通过公共资金填平其与未减碳化石制氢路线之间的成本缺口，仍是亟待破解的难题（参见第 2 章）。除上述市场以外，产业活动整体有限，短期除示范项目外预计不会出现重大进展。

全球电解制氢项目储备库到 2030 年的规划规模接近 320 GW，较《全球氢能展望 2025》的数值下降约 30%（图 3.10）。规模下调主要源于 2020 年代初公布的一大批面向出口贸易的大型项目出现延期或取消，背后原因是氢能及其衍生产品的国际市场培育进度不及预期。考虑到约 240 GW 装机（占全球项目储备库 75%）在 2030 年前建成投运的可能性较低或前景不明，后续预测数值大概率还会继续下调。

项目建设周期是另一项制约。从最终投资决策到建成投产，视项目规模、技术类型、区位条件，周期通常为 1-4 年。这意味着，尚未完成最终投资决策的 GW 级以上项目（占 2030 年全部公告规划产能的 60%），基本很难在 2030 年前实现

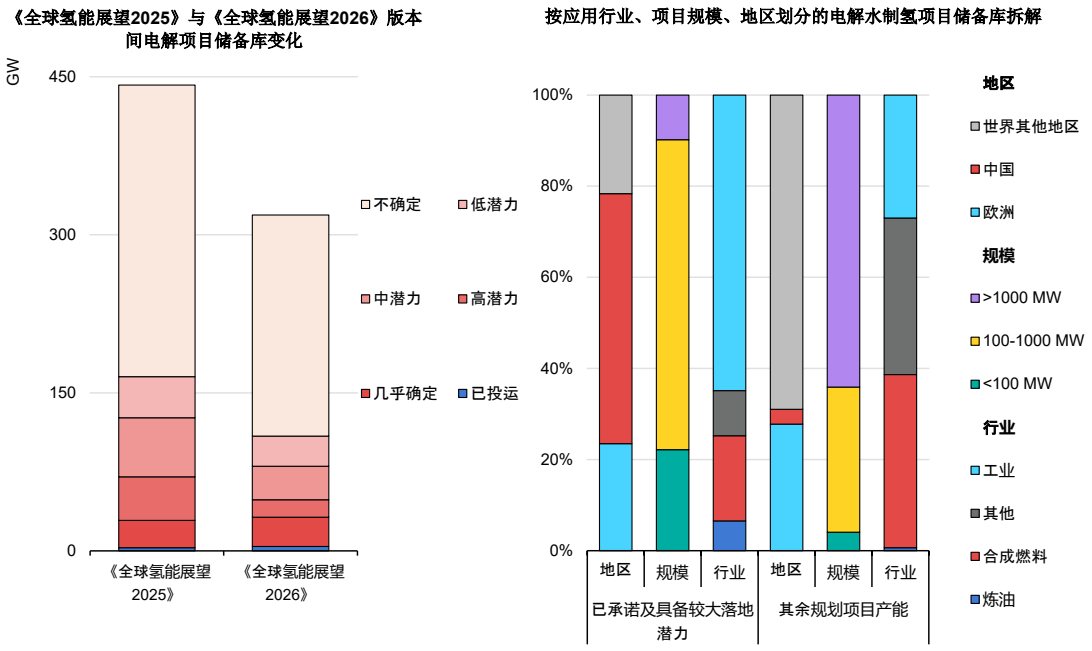
[41] 两家印度绿色氨招标买家退出，阿格斯媒体集团保留所有权利。

IEA. CC BY 4.0.

投产。对比来看，《全球氢能展望 2025》曾认为其中部分项目具备在 2030 年落地的中等可能性。短期来看，如果项目不能尽快完成最终投资决策，项目储备库规模将进一步缩水。有超过 100GW、规模介于 100 兆瓦-1 GW 的公告项目，若 2026-2027 年内不能做出最终投资决策，将彻底失去 2030 年前投产的机会。

尽管挑战重重，但依然存在积极信号。已有近 28 GW 的装机完成最终投资决策（较《全球氢能展望 2025》高出 7%），目标在 2030 年前投产。另有 17 GW 项目具备较高落地可能性，但前提是要有充足政策支持，填平与无减碳化石制氢路线的成本差距，并出台需求培育类政策。出台面向短期内更具备低碳氢、氢基燃料应用条件行业的需求侧政策尤为关键。炼油、一般工业、氢基燃料生产合计占已落地产能的 85%，同时也几乎涵盖全部具备较高 2030 年潜力的公告项目。

图3.10 2025 年和 2026 年《全球氢能展望》版本之间电解项目管道的变化，以及按行业、规模和地区划分的产能分解



IEA. CC BY 4.0.

注： “已落地及高潜力项目”包含已投运、在建、已取得最终投资决策（FID）的项目，以及尚未取得 FID、但具备较强潜力可在 2030 年前实现投产的项目。“合成燃料”包括合成烃类液体燃料、合成甲烷，以及用于能源用途的氨和甲醇。电力单位为 GW。排放碳氢官宣项目的更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026 年 6 月）。

相较《全球氢能展望 2025》的数据，2030 年官宣电解槽总产能下调 30%；但仍有 50 GW 的项目具备较强潜力可在 2030 年前投产，该规模为当前现有装机的 10 倍。

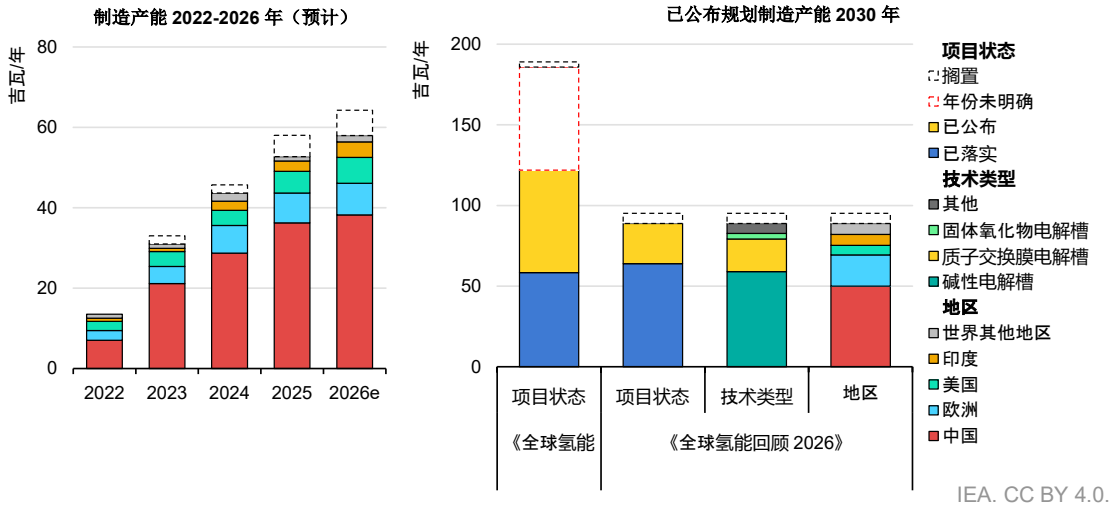
IEA. CC BY 4.0.

电解槽制造与成本

制造

历经多年快速扩张后，电解槽制造行业现已进入整合阶段。全球电解槽制造产能从 2024 年的 46 GW/年提升至 2025 年的近 58 GW/年（图 3.11），但未来几年增速预计将放缓，新增产能主要来源于 2020 年代早期已公告工厂的逐步建成投产。这反映出市场发展不及预期，行业已出现显著产能过剩；2025 年实际产量估计不足 5 GW。[42]该态势或将延续至 2030 年：现有制造产能高于预期的电解槽年度装机规模，基于已完成最终投资决策及高潜力项目测算，电解槽年均新增装机预计仅为 9GW。中国占全球制造产能的 60%，其次为欧洲为 20%、美国为 10%。印度致力于构建本土制造生态，制造产能扩张迅速，但膜、催化剂、双极板等核心零部件仍高度依赖进口。

图3.11 2022-2026 年（预计）分地区电解槽制造产能，以及 2030 年分地区、分技术、分项目状态的已公布新增制造产能



IEA. CC BY 4.0.

注：2026e 为 2026 年预估值，测算依据为目标 2026 年投产、且已处于在建阶段的项目。“已落地”指已投运、在建或已完成最终投资决策（FID）的产能。

数据来源：IEA 基于厂商公开公告及个人沟通信息整理分析。

受产能过剩、需求疲软与财务压力的倒逼，电解槽制造行业正迎来行业整合期，市场主体开始重新调整发展策略。

[42] 该估算包括为氯碱工业制造的电解槽，氯碱工业传统上一直是电解槽的核心市场，也包括为专门生产氢气而制造的电解槽，而后者现在是电解槽的最大市场。

IEA. CC BY 4.0.

2025 年大量项目难以完成最终投资决策，行业由此遭遇逆风，电解槽设备原厂的抗风险能力迎来考验。现金流约束问题愈发突出，许多设备厂商制造端产能前期投入巨大，但营收兑现滞后，亏损持续扩大。资本实力雄厚、通常具备多元收入来源的企业，更有能力应对行业波动。收购破产企业资产是这一发展态势的早期迹象，这或将推动行业逐步整合，产业资源向少数财务实力雄厚的市场主体集中。与之相对，资金承压的厂商将被迫收缩业务甚至退出市场。在 58 GW/年的现有制造产能当中，约 64%由业务多元化的大型企业持有；剩余 36%归属氢能赛道专业厂商，这类企业受市场波动冲击更大。这类设备原厂面临的财务困境，也对成本下降路径构成风险；在当前市场发展阶段，企业退出或将削弱行业创新储备。

部分设备原厂针对当前行业逆风，重新评估自身经营战略。典型代表为康明斯宣布，在完成现有在途订单之后，将停止承接电解槽新业务。与之形成对比的是，2025 年末市场显现出回暖苗头，亚洲市场需求走强带来支撑。例如，隔膜生产商爱克发-GW 尔特公司披露，其 2025 年第四季度销售额较 2024 年同期增长 22.1%，该增长主要由亚洲市场拉动，也带动全年营收实现 3.7%的增幅。

在欧盟层面，《可再生能源指令 III》各项强制条款正在向成员国国内立法转化（见第 7 章），这是为设备原厂创造更可预期收益条件的重要一步。拟议的《工业加速器法案》释放出欧盟强化本土制造业的政策信号，该法案要求获得欧盟资助的项目必须采用具备“欧盟原产地”资质的电解槽。但“欧盟原产地”定义的适用范围并不局限于欧盟内部市场：对于交易采购，可包含与欧盟签署自由贸易区或海关协定的第三国产品；对于公共采购，也涵盖加入《政府采购协定》（GPA）的缔约国产品。强制采购成本更高的欧洲本土设备，会带来政策权衡：一方面扶持本土制造业，另一方面抬升制氢生产成本，有可能放缓项目落地节奏。然而，对平准化氢成本的总体影响可能仍然有限，因为电力以及工程、采购和施工（EPC）成本（这些成本在很大程度上由国内因素驱动）通常超过电解槽资本支出。与《工业加速器法案》并行推进的是，多个欧盟成员国已依据《清洁工业新政国家援助框架》出台政策，扶持电解槽制造业发展

基于已公布的扩产计划，2030 年全球电解槽制造产能有望接近 95 GW/年。该估算剔除了未明确投产年份、未明确建设地点的扩产规划；受市场发展放缓影响，这类项目到 2030 年落地实现的可能性较低。由此测算，预计产能较《全球氢能展望 2025》下调约 90 GW/年。已落地制造产能合计 64 GW/年，但新增产能大多源自本十年早期做出的投资决策。理论上，该已落地产能足以匹配全部项目储备库的需求，对应年均装机约 60 GW，但这需要工厂产能利用率较当前水平大幅提升。如果仅统计已完成最终投资决策或潜力高的项目，年均实际装机规模将回落至 9 GW，制造端产能过剩的态势仍将延续。全球已公布规

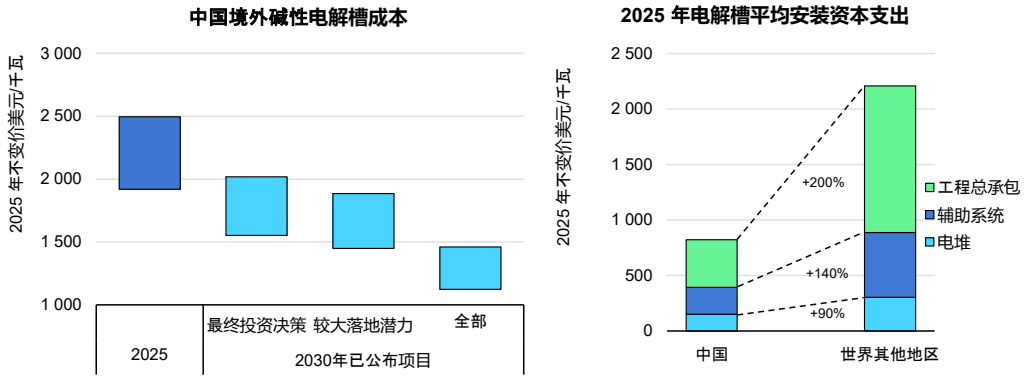
IEA. CC BY 4.0.

划产能中，预计超半数落地中国，但该占比仍低于光伏、动力电池等其他清洁能源技术。碱性电解槽仍将保持主流技术地位，也是中国设备厂商的优先技术路线。在欧洲引领之下，质子交换膜电解槽制造产能到 2030 年几乎将实现翻倍，但产量规模仍远不及碱性电解槽。

电解槽成本

电解制氢属于资本支出高度密集的技术，降低设备成本是实现大规模推广应用的关键。2020 年代初期，氢能产业发展热度高涨，市场曾期待能够复制其他清洁能源技术的发展路径：依靠快速装机扩张带动技术成本快速下降。但上述降本现象仅在中国成为现实；在全球其他地区，电解槽装机落地不及预期，制约了 2030 年前预期的成本下降空间。

图3.12 基于部署规模的 2025 年与 2030 年中国境外制造电解槽成本，以及 2025 年中国与世界其他地区制造电解槽的资本支出构成拆解



IEA. CC BY 4.0.

注：至少已取得最终投资决策官宣项目规划投产产能，2030 年规模为 32 GW。“高潜力”包含已取得 FID 的官宣项目，以及尚未取得 FID、但评估具备较强潜力可在 2030 年前投产的项目，2030 年规模为 50 GW。“全部”为所有官宣项目对应的规划投产产能，2030 年规模为 320 GW。假定电解槽电堆学习率为 13%，厂站配套系统其余部件学习率为 2-5%；EPC 总承包成本学习率设定为 8%。

数据来源：IEA 基于对设备原厂、EPC 企业及项目开发商调研采集数据开展分析；引用麦肯锡公司、氢能委员会数据；BNEF、Argus，版权所有；IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026-06）；IEA（2024），《推进清洁技术制造业》报告。

电解槽装机落地不及预期，使得多数地区难以实现成本下降；而中国凭借大规模制造与项目开发，推动资本支出持续走低。

2025 年，在海外市场安装西方制造电解槽的项目安装成本（包含设备、气体处理、厂站配套系统、工程-采购-建设成本以及不可预见费）与 2024 年基本持

IEA. CC BY 4.0.

平，区间为 1900-2500 美元/千瓦（图 3.12）。该水平显著高于中国本土安装国产电解槽的成本，后者处于 500-1100 美元/千瓦。但国产电解槽在海外落地时，二者成本差距会大幅收窄，原因在于本地工程建设、辅助配套系统等成本在总投资中占比很高。

上述成本差异源于中国电堆与零部件制造成本更低，这很大程度得益于完整的本土供应链体系，同时国内大量大型项目落地积累工程实践经验，带动辅助系统与工程-采购-建设工程成本进一步下行。传统上，中国制造的电解槽存在效率偏低、性能问题相对更多的短板；目前中国政府与设备原厂均已着手解决该类问题。[43]2026 年 3 月，中国政府针对量产电解槽设定性能指标，并计划出台电解槽能效强制性国家标准。与此同时，设备原厂陆续发布新一代高性能产品，性能指标已经能够达到国际先进水平。

然而，中国巨大的制造产能过剩已经引发激烈的市场竞争：大量厂商报价已经低于电堆与厂站配套系统的制造成本，企业牺牲利润以抢占市场份额（详见中国相关章节）。这表明，尽管中外电解槽之间仍存在不小价差，但真实成本差距可能没有表面看上去那么大。此外，多家西方电解槽制造商宣称，经过重大技术创新、扩大生产规模并充分利用 GW 级制造工厂后，其新一代产品有望实现显著降本，甚至具备与中国厂商竞争的实力。例如，美国 Electric Hydrogen 依托自研质子交换膜电解槽技术开发出 HYPRPlant 模块化制氢工厂；美国在建的 Infinium Roadrunner 项目采用该装备，目标 2027 年投运，项目资本支出目标约 1000 美元/千瓦。英国 ITM Power 推出全新 50 MW 的质子交换膜电解系统 Alpha 50，成本约 1200 美元/千瓦。德国 Sunfire 发布全新 50 MW 加压碱性电解系统 HyLink® Alkaline 23，宣称总建设投资最高可降 50%。挪威 Nel ASA 推出下一代加压碱性平台，其 25 MW 项目的预估系统资本支出低于 1450 美元/千瓦。丹麦 Stiesdal Hydrogen 推出 6.5 MW 电解槽，目标资本支出约为当前欧洲市场平均水平的一半。但以上全部均为企业对外公开宣称数据，尚未经过大规模商业化项目落地验证。

要实现上述潜在降本效果，需要电解槽订单规模提升，使现有制造产能达到较高利用率；需要通过大型项目实践积累工程经验；还需要持续开展技术创新。但当前电解制氢项目仍然难以完成最终投资决策、获取订单，实际装机落地进度依旧滞后。

基于已经完成最终投资决策的项目，叠加 2030 年前具备较高投产潜力的项目测算，预计 2030 年海外电解槽制造与安装成本可降至 1500-1900 美元/千瓦区

[43] 中国设定 2028 年氢气电解槽效率目标，阿格斯媒体集团，保留所有权利（2026 年 3 月 20 日）。

IEA. CC BY 4.0.

间，接近中国 2025 年的成本区间。如果全部已公告项目均顺利落地，该成本可进一步下探至 1100-1500 美元/千瓦；但实现如此大规模装机的可能性较低（见电解槽制氢装机部署）。若部署进度放缓，导致实现降本所需的规模扩张受到制约，则成本降幅将不及预期，进而形成自我强化的恶性循环，进一步削弱项目经济性。

除此之外，持续能源危机带来的连锁影响同样会制约电解槽成本下行。俄乌全面冲突之后的通胀浪潮推高材料、服务与人力成本，显著抬升电解槽制造与安装的资本支出，延缓技术推广速度。中东冲突或将带来类似影响。尽管局势存在高度不确定性，但包括欧洲央行、美联储在内的多家中央银行均提示，中东地缘紧张局势会加剧通胀风险。短期之内，通胀可能压缩甚至完全抵消电解槽的降本空间。通胀带来的成本上行冲击并非仅作用于电解槽行业。光伏、电池等其他清洁能源技术已经在多个市场实现相对化石能源方案的成本竞争力，对通胀带来的成本增长具备更强承受能力，对装机落地的冲击相对有限。与之对比，可再生制氢目前成本依旧显著高于无减碳的化石制氢路线；通胀会大幅抬高投资门槛，拖慢产业规模化落地节奏。

中国电解制氢产业发展格局

中国是全球最大的电解槽系统制造基地，制造产能超过 35 GW/年，被普遍视作全球电解槽降本的主要推动力量。但与此同时，国内企业正愈发受到不可持续的内部竞争（国内称之为“内卷”）的冲击，下文将对此展开详述。

中国的电解槽行业自 2021 年以来一直在增长——当时第十四个五年规划（2021-2025 年）以及随后的《氢能产业发展规划（2021-2035 年）》将氢能巩固为集中推进的前沿领域。虽然国家部署目标相对温和，设定到 2025 年可再生氢产量为 100-200kt，但诸如内蒙古这样的省份加速了氢能举措，并打造了由试点项目驱动的电解槽需求基础。政策势头在短时间内带来了电解槽制造商数量的激增。迄今为止，至少有近 200 家公司声称具备电解槽制造能力。技术范围涵盖碱性、PEM、固体氧化物电解池（SOEC）和阴离子交换膜（AEM）——并且主要是碱性，其合计产能超过 32GW/年，且其近一半制造商成立于 2021 年之后。较新的技术仍然小得多：PEM 约为 2.5GW/年，相比之下，SOEC 为 0.1GW/年，而 AEM 在 2025 年底低于 0.1GW/年。

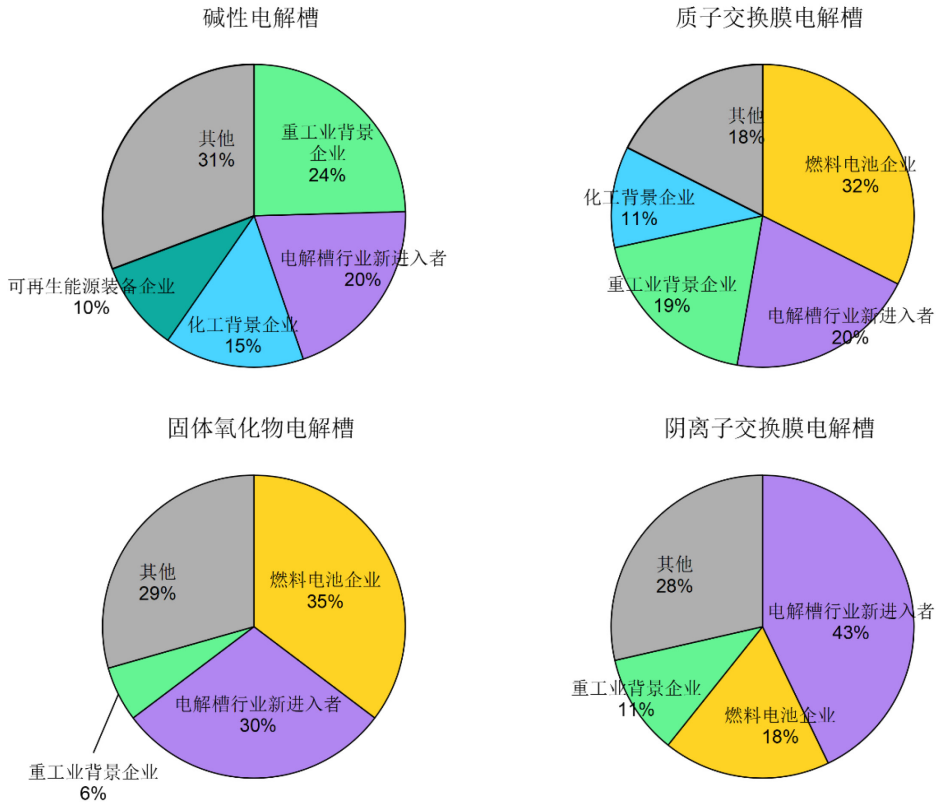
市场构成

碱性电解槽领域大量新进入者来自大型重工装备企业，这类企业具备大型工厂

IEA. CC BY 4.0.

工程建设方面的优势（图 3.13）。仅该类厂商就占据现有碱性电解槽产能的 40%。新能源装备供应商虽然企业数量不多，但贡献了接近三分之一的总产能；上述两类主体构成产能供给的主力。市场中也存在独立电解槽厂商，大多专注于碱性电解槽业务；部分企业不只销售电堆，还可提供包含厂站配套系统在内的成套集成系统。与之不同，质子交换膜电解槽最大一批新入局企业源自燃料电池行业。依托自身在膜材料技术上的积累，它们向氢能产业链上下游延伸布局；而截至 2025 年，我国燃料电池汽车的实际推广规模尚未达到设定目标。固体氧化物电解槽制造领域的新进入者同样以燃料电池背景企业为主，并且多数企业高度聚固体氧化物电解槽赛道，并未向碱性电解槽、质子交换膜电解槽或阴离子交换膜电解槽技术进行多元化拓展。对比其他技术路线，阴离子交换膜电解槽赛道的初创专业企业占比最高，大多是 2021 年之后成立的创业公司；其中部分企业已从零部件研发阶段过渡至早期商业化阶段。

图3.13 2025 年中国电解槽制造商行业背景分布（按企业数量统计）



IEA. CC BY 4.0.

注：企业行业来源分类依据企业主营业务划定。“电解槽-新进入者”指 21 世纪 20 年代成立、无明确既有工业基础的企业（例如独立初创企业）。隶属于现有工业集团的企业，按照母公司的主营业务进行归类。

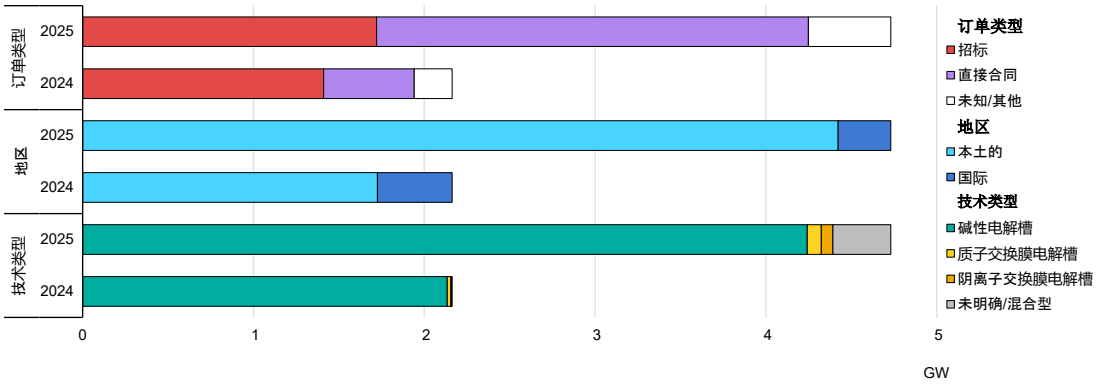
数据来源：IEA 基于 Energy Iceberg 数据以及公开企业信息分析整理。

电解槽制造商的行业背景分布，体现出差异化的产业入局路径。

IEA. CC BY 4.0.

尽管市场上有近 200 家公司，但电解槽订单高度集中。2025 年，中国电解槽制造商获得了 4.7GW 的订单，其中超过 90%（4.4GW）由国内需求驱动，其余用于出口（图 3.14）。汇总的确认订单显示，按已接订单排名前十的公司约占总量约 70%，而超过三分之二的制造商未获得任何单笔订单（图 3.15）。市场份额在很大程度上取决于赢得大型项目，而这些项目并不总是通过招标授予。去年，直接签约明显增加，通常针对大型碱性项目，例如通过双边战略合作伙伴关系部署 1GW 规模的电解槽。这与 2024 年形成对比，当时基于招标的订单占获得量的 70%（如果排除路径未明确的案例）。

图3.14 2024-2025 年中国电解槽制造企业已获取订单：按技术路线、地区与订单类型划分



IEA. CC BY 4.0.

注：“未说明/混合技术”指未披露技术类型的订单，或是采用混合配置（如 ALK/PEM）、未拆分各类技术具体规模的订单。“国内订单”指满足中国境内需求的订单；“海外订单”指销往中国境外的出口订单。

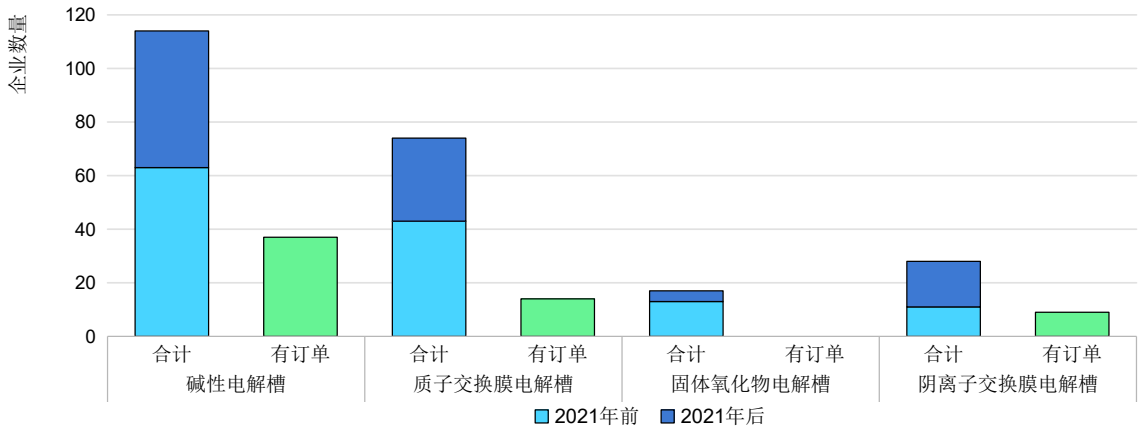
数据来源：IEA 基于 Energy Iceberg 数据库、招标结果公告及订单公开信息分析整理。

2025 年中国电解槽制造企业拿下 4.7 GW 电解槽订单，以国内供货订单与碱性技术路线产品为主。

值得注意的是，招标模式可以带来更充分的市场参与：2025 年通过招标中标的制造企业超过 30 家，数量约为直接签约模式（含战略合作等形式）中标企业的两倍。但直接签约模式对应的订单总规模要大得多，市场集中度更多由少数超大型项目决定，而非由设备厂商自身竞争格局主导。倘若这种大规模直接签约模式持续占据市场主导，当前尚未拿到任何订单的设备原厂将面临较高的退出风险。若招标机会进一步萎缩，市场将自然向头部成熟企业完成整合。

IEA. CC BY 4.0.

图3.15 2025 年中国电解槽制造企业数量：按成立年份及已获取订单企业划分



IEA. CC BY 4.0.

注：“企业数量”统计对同时布局碱性、PEM、AEM 多种技术路线的设备原厂（OEM）存在重复计数。2025 年，中国电解槽制造企业尚未报告获得固体氧化物电解槽的确定订单。

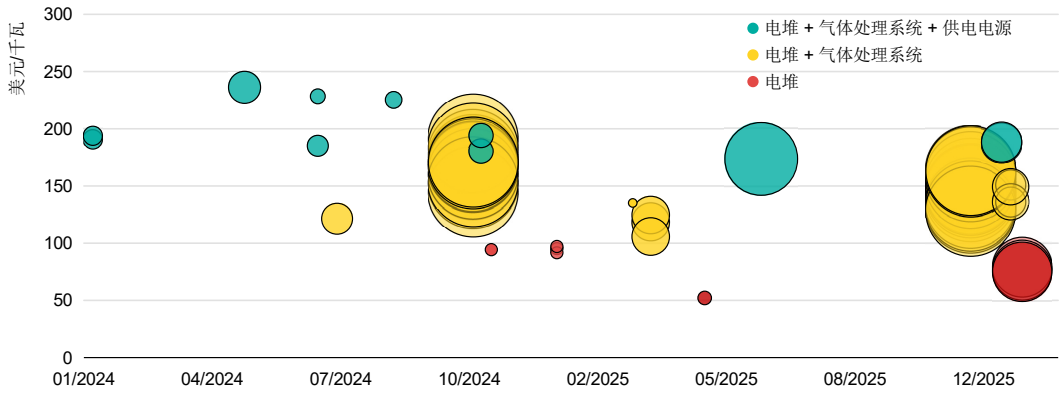
数据来源：IEA 基于 Energy Iceberg 数据库、各企业公告及订单记录分析整理。.

2021 年以来，中国电解槽市场涌入大量新入局企业，但截至 2025 年，仅有不足三分之一的企业成功获得订单。

然而，制造产能（超 35GW/年）与 2025 年已签约订单需求（4.7 GW）之间的巨大失衡，造成了中国电解槽市场报价持续下探。主要基于招标结果来看，碱性电解槽单价在 2025 年末持续下行；仅电堆的投标报价已经低于 80 美元/千瓦，仅为海外参考价格区间（290-380 美元/千瓦）的四分之一；成套完整系统报价约 170-200 美元/千瓦，电堆+气体处理单元报价处于 100-170 美元/千瓦区间（图 3.16）。这种结构性压力已经显现，年产能达 3.5GW 的电解槽供应商国富氢能即为案例。受氢能需求疲软影响，该公司发布亏损预警后，于 2026 年 3 月进行折价股权配售，主要用于补充营运资金以及偿还信贷。这表明降价竞争已经开始对设备供应商形成压力；相比拥有雄厚资金缓冲的跨界入局企业，独立设备厂商受到的冲击尤为突出。

IEA. CC BY 4.0.

图3.16 2024-2025 年中国碱性电解槽单价



IEA. CC BY 4.0

注：横轴代表中标或订单公布日期；金额以名义美元计价。除 360 MW 样本点外，其余全部数据点均来自招标结果；颜色代表电解槽供货范围；圆点大小代表装机容量（MW）。

数据来源：IEA 基于中国招标结果与订单公告分析整理。

受产能过剩影响，中国碱性电解槽价格持续稳步下行。

内卷之外的产业发展态势

面对国内激烈的价格竞争，国内头部制造企业正在积极拓展国际业务；不过 2025 年出口订单占总订单比重尚不足 7%，规模仅略高于 300 兆瓦。2026 年 1 月，全球光伏组件巨头旗下子公司隆基氢能向欧洲交付首套 5 兆瓦碱性电解槽系统，产品完全满足欧洲安全与压力设备法规要求。光伏逆变器集团旗下阳光氢能已为阿曼可再生氨项目交付 160 兆瓦，还签署了肯尼亚 80 兆瓦电解槽项目合同。国有重型工业集团旗下派瑞氢能与瑞典 Metacon 签署独家设备制造授权协议，授权该企业在欧洲本土生产其碱性电解槽。国富氢能则在 2026 年 4 月，通过一家德国合资企业建成投产电解槽工厂。

与此同时，行业已经开始采取集体自律行动。2025 年 11 月，40 家电解槽制造企业共同签署《中国电解槽行业健康发展倡议书》，承诺摒弃规模优先的粗放增长模式，转向高质量发展，维护国内外市场秩序。倡议的首要举措是叫停低于成本价投标，该类行为会侵蚀研发投入的长期根基。另一项重要承诺是杜绝夸大设备性能：部分设备在离网可再生能源项目等实际工况下，达不到标称效率与产氢指标，例如新疆库车中石化绿氢项目就曾遇到该类现实问题。

与此同时，国家层面持续释放氢能产业的政策利好，《“十五五”规划建议（2026-2030）》将氢能列为带动经济增长的未来产业。此后，2026 年 3 月又出台一份全新政策文件，该框架兼顾两大方向：一方面通过激励政策扩大需求应用，另

IEA. CC BY 4.0.

一方面抬高技术标准门槛。例如，可再生氨/甲醇生产项目的技术评审条件，既包含电解槽电堆层级的能效指标，也包含项目层面适配可再生电力的运行灵活性要求，这表明行业规模化发展正转向装备标准提升的发展路径。国内其他政策同样更加重视产品实际性能。2025 年 6 月发布首批清洁氢重点中试测试平台名录，包含兆瓦级预商业化电解槽试验平台，用于开展性能验证与长期运行数据采集。此后，GB/T 46104-2025《电解水制氢系统功率波动适应性测试方法》正式发布，统一规定了碱性电解槽、质子交换膜电解槽在功率波动条件下的测试指标与试验方法。2026 年 3 月，工业和信息化部等四部门印发实施方案，既明确了 2028 年电解槽需要达成的能效指标，同时提出要提升装备在实际变负荷工况下的适配能力。

产业实践层面也同步向着该方向演进。2025 年 12 月，松原一座可再生氨和甲醇生产项目正式投运，项目采用碱性-质子交换膜混合电解系统，以应对可再生能源发电的间歇性。该项目被国家能源局纳入典型示范项目清单，为后续规模化部署下的灵活系统集成积累经验。质子交换膜电解槽也迎来一轮向 500 Nm^3 /h 级别升级的浪潮，国有企业东方电气就是代表企业，该企业于 2026 年 3 月宣布，研发出电流密度 3 A/cm^2 条件下能耗达 4.2 kWh/Nm^3 的质子交换膜电解槽。

综合来看，以上一系列变化表明，中国电解槽行业已经迈入新阶段，价格不再是衡量竞争力的唯一标尺。日趋严苛、面向实际运行表现的指标要求，叠加各类测试验证平台，将为设备性能可信评估打下基础，也便于根据不同技术路线、厂商的技术底蕴进行更加清晰的优劣区分。当项目端需求开始落实上述各项性能要求后，电解槽厂商将更有条件依托经过实测验证的能效、耐久性以及系统集成能力开展竞争，而不是单纯依靠挤压利润的低价进行博弈。

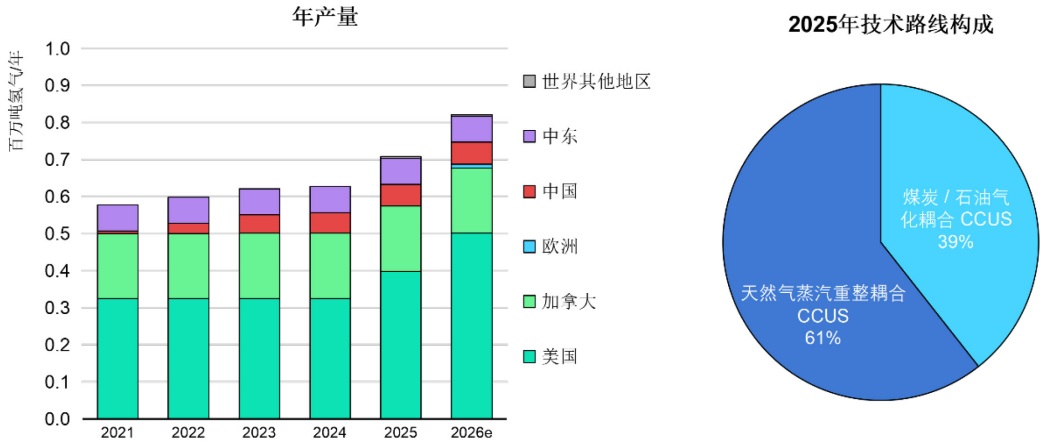
配套 CCUS 的化石能源制氢

2025 年，配套碳捕集、利用与封存技术的化石能源制氢产量实现增长。产量提升的主要驱动因素为美国 CF Industries 公司完成一套碳捕集装置的投运，该装置用于改造其位于美国的大型氨和化肥生产设施。该装置每年最多可捕集并永久封存 200 万吨二氧化碳。

受此项目拉动，2025 年全球基于化石路线的低碳氢产量达到 0.7Mt（图 3.17）。其中约 60%的产量来自天然气重整工艺，剩余部分来自煤炭与石油气化制氢。上述全部设施的二氧化碳总捕集装机规模接近 13 Mtpa，天然气路线与煤、石油路线各占一半。尽管气化路线贡献的氢气产量占比相对更小，但由于工艺本身的碳强度更高，这类装置通常会捕集更大规模的二氧化碳。

IEA. CC BY 4.0.

图3.17 2021-2026 年化石能源配套 CCUS 制取低排放氢气产量



IEA. CC BY 4.0

注：CCUS 为碳捕集、利用与封存。2026e 为 2026 年预估值，测算依据为计划 2026 年投产且至少已取得最终投资决策（FID）的项目。低碳氢官宣项目的更多详情可查阅 IEA 氢能追踪工具。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026-06）。

2025 年，依托化石能源制取的低碳氢产量增幅超 10%，增长主要来自美国一个新建大型项目的投产运行。

2026 年，配套碳捕集、利用与封存技术的化石制氢部署规模预计将继续增长，受 2025 年已投产的美国 CF Industries 项目产能爬坡，以及法国、荷兰两座新建装置即将投运的带动。此前，曾预计本年度部署规模将进一步提速，但美国、[44]欧洲及中东的 5 个项目出现延期，将该部分产能增长至少推迟至 2027 年。即便存在上述延期，相较历史发展态势，化石能源耦合碳捕集、利用与封存技术制氢的项目部署仍预计将在 2026-2027 年显著加快。2013-2025 年间，累计共有 16 个项目投产，总产能约 600 千吨/年。与之对比，仅 7 个项目就有望在 2026-2027 两年新增超 500 千吨/年产能，既体现出单体项目规模不断增大，也反映出项目落地势头有所增强。

依托 CF Industries 项目的产能爬坡，预计 2026 年美国仍将是化石燃料耦合碳捕集、利用与封存技术低碳氢生产国。但项目实施过程中的各类难题持续对投产进度造成影响。例如，一套 2025 年已投产的合成氨装置，受施工及运行调试问题影响，在接入邻近自热重整装置产出的低排放氢气环节出现延期；该耦合系统目前预计要到 2026 年之后才能投运。

与此同时，低碳氢生产的地域格局开始走向多元化。依托法规制度、公共基础设

[44] 伍德赛德因氢气供应延误而推迟德克萨斯蓝氨项目，Argus《氢能与未来燃料》第 26-11 期。

IEA. CC BY 4.0.

施建设与政策扶持多重条件，欧洲即将迎来其首个大规模制低碳氢项目。荷兰 Yara Sluiskil 项目是对一套现有制氨工厂进行改造，预计将于今年年底投产。该工厂捕集得到的 CO_2 将输送至挪威 Northern Lights 碳捕集与封存项目开展封存；该项目已于 2022 年获得挪威政府国家直接补贴支持。欧盟碳排放交易体系逐步取消化肥行业免费碳排放配额，同时碳边境调节机制正式生效，也推动该项目在 2023 年完成最终投资决策。原本预计 2026 年在荷兰投产的另外 3 个项目，全部服务于炼油行业的氢气需求，同样属于欧盟碳排放交易体系管控范畴；三个项目均依托鹿特丹港的 Porthos 二氧化碳输运封存基础设施，并且已经获得荷兰 SDE++计划提供的长期差价碳合同，降低了收益不确定性，助力投资决策落地。但 Porthos 基础设施已延期，预计 2027 年下半年才能投运。

展望 2030 年，行业前景整体保持中性乐观。基于已做出投资承诺的项目测算，化石能源耦合碳捕集、利用与封存技术制氢产能预计将实现翻倍以上增长，到 2030 年产量接近 200 万吨（图 3.18）。新增产能高度集中在北美地区，当地碳捕集税收激励政策改善了项目经济性，提升项目融资可得性。

然而，多数项目的商业可行性高度依赖出口市场，氨产品尤为突出。美国与加拿大的若干项目瞄准国际市场供给，主要面向日本与欧洲。这类项目有赖于低碳产品市场的培育，日本差价合约机制、欧盟碳边境调节机制等政策工具正在发挥作用，保障低碳产品的市场竞争力。日本的差价合约机制发挥了关键作用，促成 2025 年全球唯一实现最终投资决策的碳捕集、利用与封存配套项目——Blue Point 项目。该项目为 CF Industries、JERA 与 Mitsui & Co.的合资项目；两家日本企业均获得差价合约，同时拿到项目融资优惠贷款（见第 2 章）。

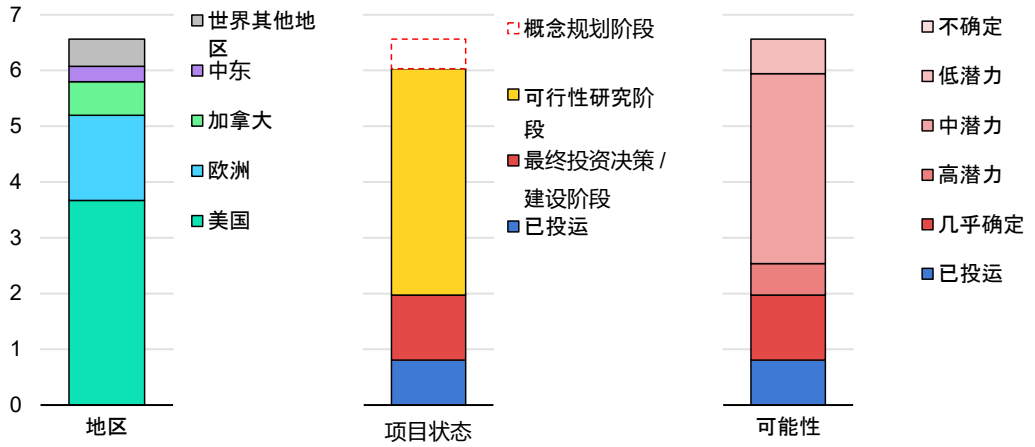
就欧盟碳边境调节机制而言，近期政策讨论为其能否支撑低碳氢项目带来不确定性。2025 年 12 月，农业部长们对食品通胀风险表达担忧之后，欧盟委员会提出一项急停机制，若发生严重市场扰动，可临时暂停化肥等特定商品纳入碳边境调节机制管控范围；委员会同时明确，该机制若获通过，可追溯生效。该条款尚需欧洲议会与欧盟理事会批准；2026 年 4 月欧洲议会已提交提案，拟取消这类产品临时豁免条款，目前仍待投票表决。与此同时，欧盟委员会出台进口化肥的关税减免配套措施，但该举措并不会改变上述氢能项目的商业收益逻辑。即便这项临时暂停条款最终并未落地，也已经造成政策不确定性，不仅影响面向欧洲出口的外向型项目，也波及欧盟本土项目，进而可能造成投资延后。这充分说明投资决策对不断演变的贸易与气候政策框架高度敏感。

除已完成承诺投资的项目外，还有接近 0.6 Mt 的新增产能具备较强潜力，有望在 2030 年前实现投产。除北美之外，英国也涌现出新机遇，英国政府持续扶

IEA. CC BY 4.0.

持碳捕集、利用与封存产业集群。尽管存在一定延期，HyNet 与 East Coast Cluster 均已于 2025 年启动建设，有望推动低碳氢项目走向最终投资决策阶段。

图3.18 基于已公布项目的 2030 年化石能源耦合碳捕集、利用与封存技术低排放氢产量：按地区、项目阶段、投产落地可能性划分



IEA. CC BY 4.0

注：有关已公布低排放制氢项目详情，请参阅 IEA 氢能追踪。

来源：IEA（2026 年），IEA 氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）

基于已承诺落地的项目测算，到 2030 年，配套碳捕集、利用与封存技术的化石能源制低碳氢产量预计将达到 200 万吨。

欧盟有一部分产能具备高潜力，有望在 2030 年前建成投产。随着欧盟低碳氢授权法案正式通过，监管规则进一步明晰，该法案明确了低碳燃料温室气体减排量的核算方法。但政策框架仍存在明显短板：财政支持工具较为有限，用于拉动消纳的需求侧政策尚未充分完善。若缺少力度更强的激励政策来缩小与无减排化石基制氢之间的成本差距，这类项目将很难满足融资可行性要求，难以推进落地实施。

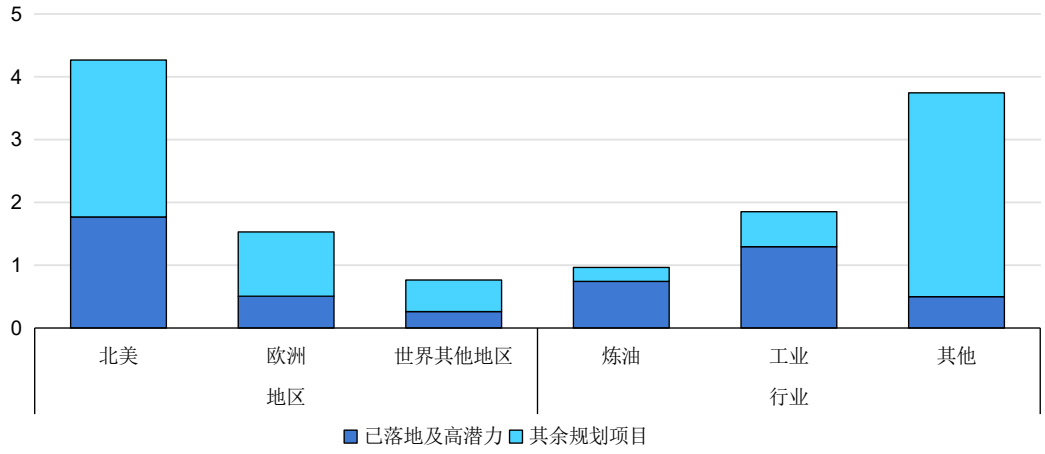
绝大多数已承诺项目，以及 2030 年前具备较高投产潜力的项目，均瞄准成熟工业应用场景，尤以化肥行业制氨为主，炼化行业占比相对更低（图 3.19）。占比相对较小的一部分项目聚焦氢基燃料生产，主要用于发电的合成氨，产品面向日本、韩国出口。

另一方面，已公布规划当中有 4Mt 产能，其 2030 年前投产的潜力为中等或较低。这类项目多数位于条件相对有利的美国与欧洲，但其中大量项目是 2020

IEA. CC BY 4.0.

年代初对外公布，当时所预期的需求增长至今并未兑现。相应地，项目尚未明确清晰的终端应用场景，短期内难以对接落实产品消纳协议，因此很难及时完成最终投资决策，进而无法在 2030 年前实现投产。另有小部分项目所处区域的监管体系、基础设施与技术能力仍在建设完善之中，这类项目部署进度或将推迟至本十年之后。

图3.19 2030 年前配套碳捕集、利用与封存技术的化石基低碳氢官宣产能分布：按地区、应用领域及投产可能性划分



IEA. CC BY 4.0

注： “其他”类别包括氢气在交通、发电、电网掺氢、生物燃料生产领域的直接利用；用于能源用途的氨、甲醇等氢基燃料生产；以及氢气用途未对外披露的项目。

数据来源：国际能源署 IEA（2026），《氢能生产与基础设施项目数据库》（2026-06）。

已落地项目以及 2030 年前具备较高投产可能性的项目，主要集中在炼油与工业领域。

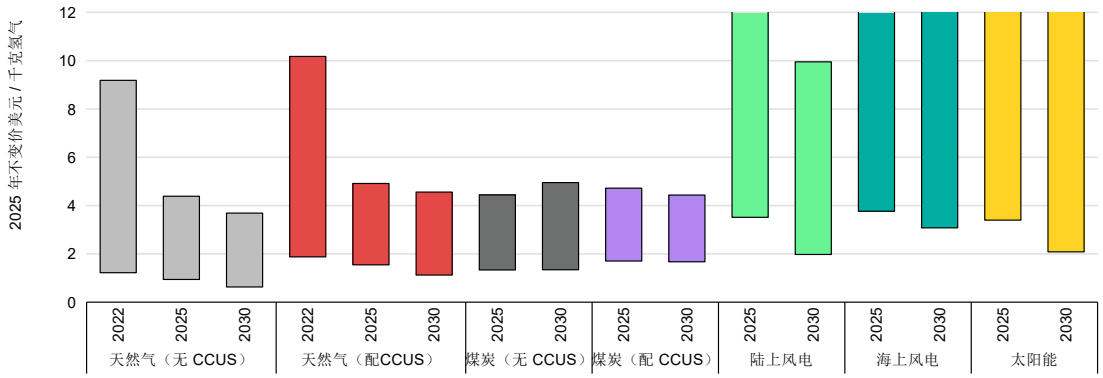
不同技术路线与产品的成本

低排放氢气生产成本仍高于无减排的化石制氢路线。这十年曾预期成本将快速下降，电解制氢领域尤为突出，但受项目部署不及预期、产业规模提升有限，以及 2022-2023 年高通胀推高材料与人工成本等因素影响，上述降本预期并未实现。

2025 年，无碳捕集化石路线制氢成本区间低于 1 美元//kg H2 至高于 4 美元//kg H2，成本随各地区原料价格差异而变化（图 3.20），北美与中东地区成本最低。在化石制氢工艺基础上配套碳捕集、利用与封存技术，会使单位氢气成本上升 0.4-1 美元/千克以上。

IEA. CC BY 4.0.

图3.20 2022-2030 年在既定政策情景下不同技术路线氢气生产成本



IEA. CC BY 4.0

注：CCUS 为碳捕集、利用与封存。成本区间反映不同地区化石能源价格、可再生能源成本、二氧化碳价格、技术资本支出（CAPEX）、运营支出（OPEX）以及资本成本带来的差异。天然气价格：2022 年 5.2-54 美元/百万英热单位，2025 年 3.4-23 美元/百万英热单位；既定政策情景（STEPS）下 2030 年为 1.4-22 美元/百万英热单位。煤炭价格：2025 年 43-200 美元/吨；既定政策情景（STEPS）下 2030 年为 35-190 美元/吨。二氧化碳价格：2022 年 0-90 美元/吨 CO_2，2025 年 0-80 美元/吨 CO_2；既定政策情景（STEPS）下 2030 年为 0-110 美元/吨 CO_2。

光伏平准化发电成本：2025 年 23-110 美元/兆瓦时；既定政策情景（STEPS）下 2030 年 18-89 美元/兆瓦时，容量因子 11-35%。陆上风电平准化发电成本：2025 年 30-120 美元/兆瓦时；既定政策情景（STEPS）下 2030 年 29-110 美元/兆瓦时，容量因子 23-53%。海上风电平准化发电成本：2025 年 43-270 美元/兆瓦时；既定政策情景（STEPS）下 2030 年 36-210 美元/兆瓦时，容量因子 30-67%。

中国电解槽资本支出：2025 年 820 美元/千瓦；既定政策情景（STEPS）下 2030 年 680 美元/千瓦；世界其他地区：2025 年 2200 美元/千瓦；既定政策情景（STEPS）下 2030 年 1700 美元/千瓦。电解槽资本支出包含电解槽系统、厂站配套系统（BoP）、工程-采购-施工总承包（EPC）与应急预备金；电解槽容量因子假定与配套可再生能源电站保持一致。资本成本取值 5-20%。本图上限设置为 12 美元//kg H2，部分制氢技术路线计算结果会高于该数值。测算未计入用水成本。不同技术、不同地区低碳氢生产成本的更多细节可查阅 IEA 氢能追踪。

数据来源：国际能源署（IEA）基于对原始设备制造商、EPC 公司及项目开发商开展的调查所收集的数据进行的分析；麦肯锡公司与氢能源委员会提供的数据；BloombergNEF；Argus Media Group；版权所有；Lewis，E. 等（2022），《商业化、最先进及基于化石燃料的氢气生产技术比较》； IEAGHG（2017），《采用 CCS 技术的基于 SMR 的独立（商业）制氢装置技术经济评估》。

短期来看，低碳氢的生产成本仍将高于无碳捕集的化石制氢，但部分地区已接近实现成本平价。

就可再生电力电解制氢而言，生产成本区间跨度很大，每千克 H_2 成本高于 3 美元，最高可超 10 美元。电解制氢成本主要受电价、电解槽装机投资成本以及项目开发的资本成本三大因素驱动。仅有中国能够达到该区间的下限水平，得益于低廉电价（来自可再生能源较低的成本与资本成本）、当前全球最低的电解槽、辅机系统以及工程总承包资本支出水平，同时可再生氢项目资本成本也处于低位。尽管国产电解槽过去时常存在实际运行性能不及标称参数的问题（电

IEA. CC BY 4.0.

解制氢章节提到，该状况近期已有所改善），但依旧可以实现全球最低的制氢成本。中东、智利、澳大利亚、北美等地区当前成本条件较为有利，不过距离与化石制氢路线形成竞争力仍有较大差距。

然而，部分地区已具备有利条件，有望在短期内大幅降低可再生电解制氢成本。在国际能源署在既定政策情景下，[45]通过光伏与风电资源的最优配比方案，到 2030 年，中国北方部分区域可再生氢生产成本可降至 2 美元//kgH_2 以下（图 3.21）。澳大利亚与美国部分地区同样具备较低资本成本与优质可再生资源禀赋；中东、印度、智利可再生资源潜力突出，可再生氢生产成本有望降至略高于 3 美元//kg H2 至 4 美元//kg H2 以内。上述成本下降，海外地区主要由电解槽资本支出下降贡献（海外地区降本贡献最高可达 60%），其次为可再生电力成本下行（最高贡献 40%）。对于中国，电解槽资本支出本就处于低位，电解槽投资与可再生电价对绿氢降本的贡献程度大体相当。电解槽效率提升等其他因素到 2030 年虽可带来一定降本，但相较于电解槽与可再生电力成本，其贡献相对有限。

澳大利亚、美国、中东均为天然气产区，通常可获得低价天然气。考虑到 2030 年前技术学习效应有限，天然气价格仍将是天然气制氢路线的最主要成本构成。这意味着，在上述区域，配套碳捕集、利用与封存技术的天然气制氢或将是成本竞争力最强的低碳氢方案。但该结论高度取决于天然气价格走势，当前天然气价格波动剧烈、不确定性较高（详见下一节）。

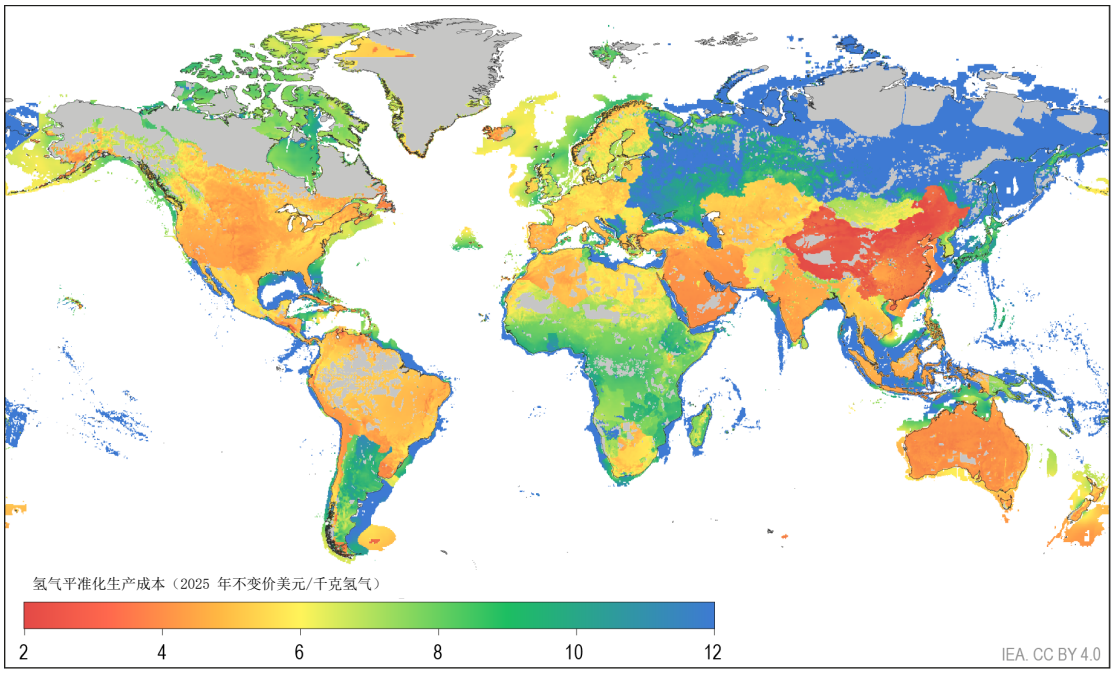
对于欧洲、东南亚这类天然气进口依赖型地区，绿氢与无碳捕集天然气制氢之间的成本差距预计将有所收窄。但这些地区不具备中国的技术与资本支出优势，成本差距仍会存在，最终取决于天然气价格变化。在 STEPS 情景中，欧洲部分地点的绿氢生产成本可降至 3.5 美元//kg H2；该成本等价于天然气约 60 美元/兆瓦时条件下的无减排天然气制氢成本。该天然气价格较 2025 年欧洲平均批发电价高出 45%，[46]但不足 2022 年能源危机峰值的 20%，较 2026 年 3 月的市场价格低 15%。

[45] 关于《全球氢能展望》中 IEA 情景使用的详细信息，请参见附录。

[46] 荷兰所有权转让设施（TTF）虚拟交易点的价格。

IEA. CC BY 4.0.

图3.21 既定政策情景下 2030 年风光互补与海上风电电解制氢生产成本



注：模型假设各地可再生能源电站采用最优容量超配方案，使氢气平准化生产成本降至最低。光伏资本支出（CAPEX）370-1430 美元/千瓦；陆上风电资本支出 820-2760 美元/千瓦；海上风电资本支出 1220-5440 美元/千瓦。本地图中不同地区的资本成本取值区间为 5-20%。测算未计入用水成本。不同技术、不同地区低碳氢生产成本的更多细节可查阅 IEA 氢能追踪。

数据来源：德国于利希研究中心于利希系统分析（ICE-2）分析计算；模型服务详见 Ethos 模型套件。

依托优越的可再生资源禀赋、较低的资本支出与融资成本，中国可再生氢生产成本有望降至 2 美元//kgH_2 以下。

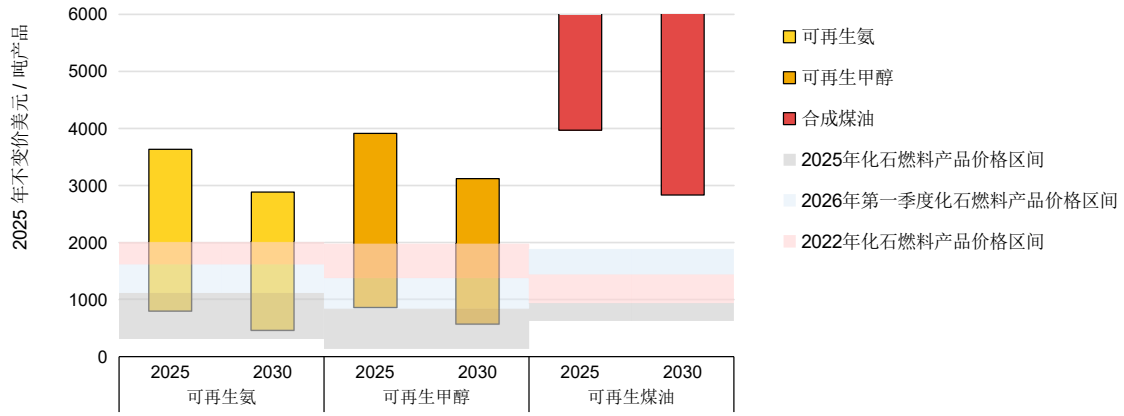
高能源价格可进一步收窄可再生氢以及氢基衍生产品的成本差距

短期来看，无碳捕集化石路线制氢预计仍将比可再生氢成本更低。但地缘局势动荡带来的油气价格波动，能够在一定时期内提升可再生氢相对无碳捕集化石路线制氢的市场竞争力。2022 年，俄乌冲突推高化石能源价格，天然气涨幅尤为显著。在天然气进口依赖型的亚洲国家，尤其是欧洲，无碳捕集天然气制氢的平准化制氢成本大幅攀升；欧洲年度平均平准制氢成本突破 9 美元//kg H_2，年内部分时段峰值接近 16 美元//kgH_2。2026 年 2 月 28 日爆发的中东冲突同样造成市场供给显著趋紧。2026 年 3 月末，亚洲液化天然气现货船货的日韩基准价与欧洲荷兰 TTF 天然气基准价格分别上涨至 85 美元/兆瓦时、70 欧元/兆瓦时，显著高于 2025 年全年均价。在该价格水平下，欧洲无减排天然气制氢成本将抬升 50%；在韩国、日本等亚太地区，无减排天然气制氢成本将上涨 80%。

IEA. CC BY 4.0.

化石基合成氨、甲醇以及航空煤油的价格同样大幅上涨。例如，西北欧成本加运费合成氨价格在 2026 年 4 月末达到约 910 美元/吨氨，而 2025 年该价格区间为 440-700 美元/吨氨。与之对比，2025 年可再生氨生产成本区间为 800-3600 美元/吨氨（图 3.22）。

图3.22 既定政策情景下 2025 年与 2030 年可再生氨、可再生甲醇、合成煤油生产成本，与 2022 年、2025 年、2026 年第一季度化石基同类产品成本区间对比



IEA. CC BY 4.0

注：化石基氨与甲醇的成本区间由天然气价格决定。工业用户天然气价格，2025 年取 2.1-23 美元/百万英热单位；2026 年第一季度上限值为 43 美元/百万英热单位；2022 年上限值为 54 美元/百万英热单位。可再生氨、甲醇、煤油的成本区间基于各区域可再生资源禀赋优越地区的专用可再生能源供电方案测算。既定政策情景（STEPS）下 2030 年可再生氨、甲醇、煤油最低生产成本，是基于德国于利希研究中心的分析结果，假设各地区可再生能源电站采用最优容量超配，采用陆上风电+光伏混合配置。哈伯-博施法合成氨及空分装置资本支出为 560-980 美元/吨氨；甲醇合成与精馏装置资本支出为 220 美元/吨甲醇；费托合成与精制装置资本支出为 2400-2770 美元/吨液态烃。模型假设产物中煤油占比 70%，其余为石脑油，石脑油按照各地区化石基同类产品价格核算。可再生甲醇与可再生煤油假设以生物源二氧化碳作为碳源。

数据来源：国际能源署（IEA）基于于利希研究中心采用 Ethos 模型套件进行的 Julich Systems Analysis 所开展的分析；EPC 企业及项目开发商；麦肯锡公司与氢能委员会提供的数据；BloombergNEF；Argus Media Group；版权所有；Lewis E.等（2022），《商业化、前沿及化石基氢气生产技术对比研究》； IEAGHG（2017），《基于 CCS 技术的独立（商业）制氢工厂技术经济评估》。

部分低碳氢基产品有望在短期内具备成本竞争力，有助于降低对化石能源的依赖，并对冲价格冲击风险。

规模效应与干中学效应，预计将在短期内显著降低基于可再生电力制备上述产品的生产成本。已承诺落地的可再生氨、可再生甲醇电解制氢项目中，超过半数电解槽装机规模大于 100 MW；另有两个在建氨项目电解槽装机超过 1 GW（详见电解制氢章节）。既定政策情景下，2030 年澳大利亚、中国、中东以及美国部分地区的可再生氨生产成本降至 470-1700 美元/吨，可再生甲醇生产成

IEA. CC BY 4.0.

本降至 570-1900 美元/吨。[47]欧洲地区，可再生氨成本区间为 820-2700 美元/吨，可再生甲醇为 940-2900 美元/吨。若依靠无碳捕集天然气路线实现同等的氨与甲醇生产成本，则天然气价格需要达到 60-300 美元/兆瓦时；该区间下限约为 2022 年欧洲天然气价格峰值的 15%，约为 2026 年 3 月亚洲天然气价格的 70%。

合成煤油的成本差距则要大得多。2025 年，可再生电力制取合成煤油的成本下限约 510 美元/桶，而当年化石基航空煤油价格仅为 80-110 美元/桶。在既定政策情景下，2030 年合成煤油生产成本下降至 360 美元/桶，但仍处于高位。需要对合成煤油创新技术开展早期投资，依靠规模效应与学习效应进一步压缩成本差距。

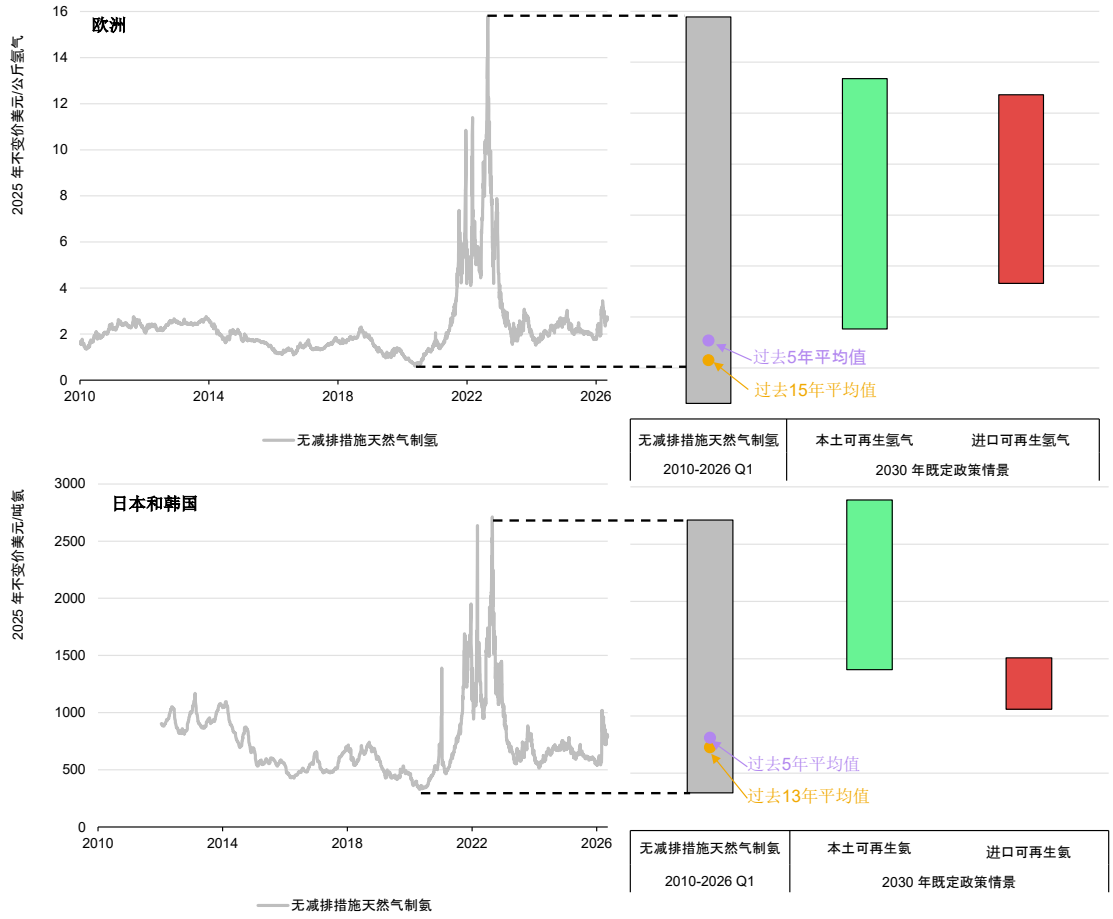
然而，即便在化石能源市场危机阶段，可再生氢及氢基燃料可以阶段性取得低于化石路线的成本，该条件本身仍不足以刺激投资。投资决策并非依据单一年份的市场价格，而是基于项目全生命周期内的成本预期。2021 年末至 2023 年初，欧洲无碳捕集天然气制氢的平准化制氢成本长期高于 3 美元/kgH_2（图 3.23），该数值高于 2030 年欧洲部分资源优良地区可实现的可再生氢的平准化成本。即使取过去 5 年无减排天然气制氢平准化成本平均值（3 美元/kgH_2），可再生氢成本仅小幅偏高（3.5 美元/kgH_2）。但如果取过去 15 年均值，无减排天然气制氢平准化成本为 2.3 美元/kgH_2，可再生氢将略高于 50%的成本溢价。

与之类似，2021-2023 年间，日本、韩国的无碳捕集天然气制氨成本曾多次高于 2030 年本土可再生资源制氨可实现的成本水平。但将过去 13 年天然气制氨成本取平均值，本土可再生制氨的成本溢价仍超过 90%。受本国可再生资源禀赋制约，日韩可选择从可再生资源潜力大、生产成本显著更低的地区进口可再生氨。若从印度进口可再生氨，相对本土灰氨生产的成本溢价可降至 50%以内。

[47] 假设在甲醇的情况下，碳来自生物能源设施，这些设施代表了获取生产甲醇和合成煤油所需碳的最低成本，并结合电解氢。

IEA. CC BY 4.0.

图3.23 2010-2026 年第一季度欧洲无碳捕集天然气制氢、东北亚无碳捕集天然气制氨生产成本，与既定政策情景 2030 年可再生路线生产成本对比



IEA. CC BY 4.0

注：欧洲无碳捕集制氢生产成本基于荷兰 TTF 天然气基准价格测算；东北亚无碳捕集合成氨生产成本基于 ICIS 东亚 LNG 价格指数（EAX）的日度评估价格测算。“近 5 年均值”：2020 年第一季度-2026 年第一季度（以季度末为统计口径）；“近 15 年均值”：2010 年第一季度-2026 年第一季度；“近 13 年均值”：2012 年第一季度-2026 年第一季度。既定政策情景下 2030 年可再生氢与可再生氨最低生产成本，假设各地区可再生能源电站采用最优容量超配，基于德国于利希研究中心的陆上风电+光伏混合配置分析结果。可再生氢、可再生氨成本区间上限取自各区域可再生资源禀赋优良地区的专用可再生供电方案。合成氨的哈伯-博施工艺及空分装置资本支出为 560-980 美元/吨氨。“进口可再生氢气”指经管道从北非输入欧洲的氢气；“进口可再生氨”指从印度装船运往日本、韩国的氨。设定印度至东北亚的氨海运距离 7900 千米；北非向欧洲输送氢气的管道进口距离 3300 千米。

数据来源：国际能源署（IEA）基于来自 ICIS、位于尤利希研究中心（Forschungszentrum Julich）采用 Ethos 模型套件进行的系统分析，以及通过面向原始设备制造商、EPC 公司和项目开发商开展的调查所收集的数据；麦肯锡公司与氢能委员会提供的数据；BloombergNEF；Argus Media Group；版权所有；Lewis E.等（2022），《商用、最先进及基于化石燃料的氢气生产技术对比》；IEAGHG（2017），《基于 SMR 的独立（商业）制氢装置（含 CCS 技术）的技术经济评估》。

低碳氢可在化石能源价格处于高位的阶段与无碳捕集化石制氢形成竞争，但投资决策需要具备长期竞争力作为支撑。

IEA. CC BY 4.0.

尽管可再生氢及氢基产品与待替代的传统主流燃料之间的成本差距有望收窄，但成本居高不下叠加局势不确定性，仍有可能抑制必要投资的落地。要依托规模效应与技术创新实现成本下降，仍需针对可再生氢及氢基产品出台配套扶持政策，从而充分挖掘这类产品除脱碳之外的长期公共效益。这类效益包括燃料供给多元化、降低能源价格波动；可再生氢项目可签订长期购电协议锁定稳定电价，下游消纳方能够从中获益。此外，对于合成航煤而言，本土生产航空煤油可降低供应链中断风险，提升能源安全水平。

IEA. CC BY 4.0.

第 4 章 成本可承受性

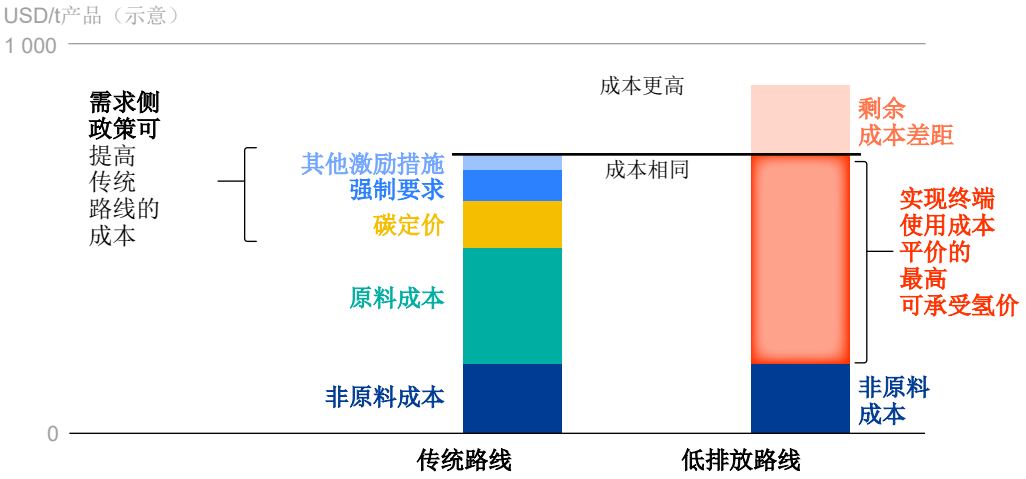
要点

- 分析不同终端应用场景下的用氢成本，可测算出用户端氢气最大可承受成本。该成本含义为：采用低排放技术路线生产同类产品时，若要与传统工艺的总平准化生产成本持平，氢气原料所能承受的最高采购成本。
- 借助该测算结果，政策制定者和投资机构可以筛选出氢气可承受成本高、市场潜在规模大的行业，这类行业可作为低碳氢气的先行示范市场。氢气成本的接受度受政策调控，同时也和所用技术、燃料类型、成本构成密切相关。
- 能源价格与碳价是影响氢气最大可承受成本的两大核心因素。以欧盟为代表的能源高价地区，炼油、合成氨这类能源成本占产品总成本比重高的领域，氢气可承受成本处于最高水平。钢铁行业单位产品碳排放高，但能源成本占比不高，因此受碳定价政策冲击最为突出。
- 若无配套政策扶持，绝大多数地区和行业场景下，氢气的最大可承受成本不足 2 美元/千克。就钢铁生产而言，想要和传统工艺成本持平，氢气实际成本需要为负，也就是必须依靠补贴激励。
- 碳定价机制能够抬升各地区、各行业的氢气可承受成本，对市场需求拉动作用明显。配额机制能够稳定市场预期，但尚未大规模落地。即便叠加政策补贴，大部分地区和应用场景依旧存在成本缺口。只有中国存在接近盈亏平衡的可能性，但前提是全行业实施力度足够高的碳定价机制。
- 部分头部企业与消费端愿意为低碳产品支付溢价，也能够填补成本差距，其中钢铁、航空领域的支付意愿最为突出。产业链各参与方协同联动，可将溢价压力合理分配给付费意愿更强的市场主体。
- 根据《2050 净零排放情景》预测，到 2035 年，约 45%的低碳氢气需求，可在二氧化碳减排成本低于 250 美元/吨的条件下落地。这部分需求里面近三分之二集中在中国，以工业领域为主，主要得益于国内较低的制氢成本。欧洲的减排成本同样偏低，根源在于其传统工艺与低碳新工艺的生产成本整体都处于高位。

IEA. CC BY 4.0.

最高可承受氢价

最高可承受氢价是指在现行成本和需求侧激励措施下，氢气用户能够为低排放氢支付的最高价格



分析关注使氢基路线与传统路线成本相同的氢气价格。

分析涵盖：

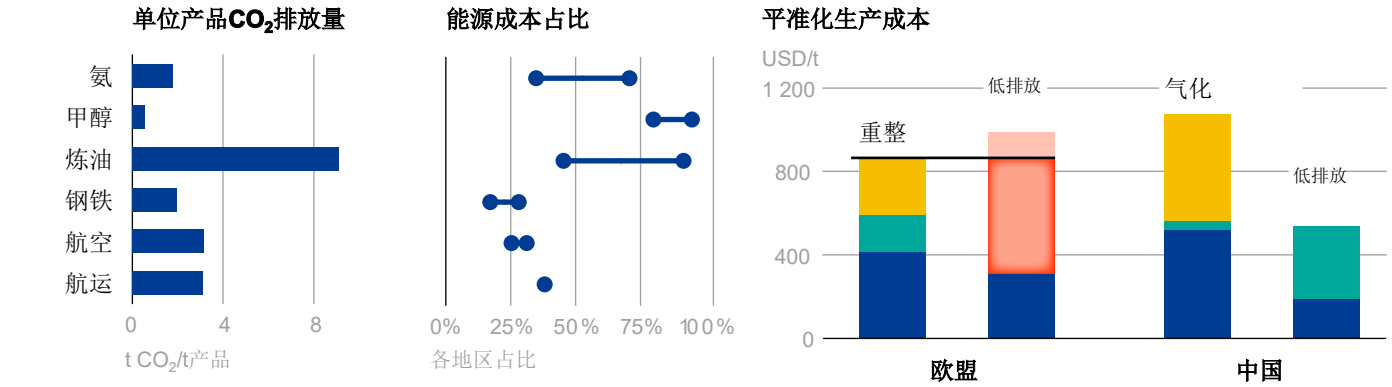
5个地区

中国
欧盟
日本
印度
北美

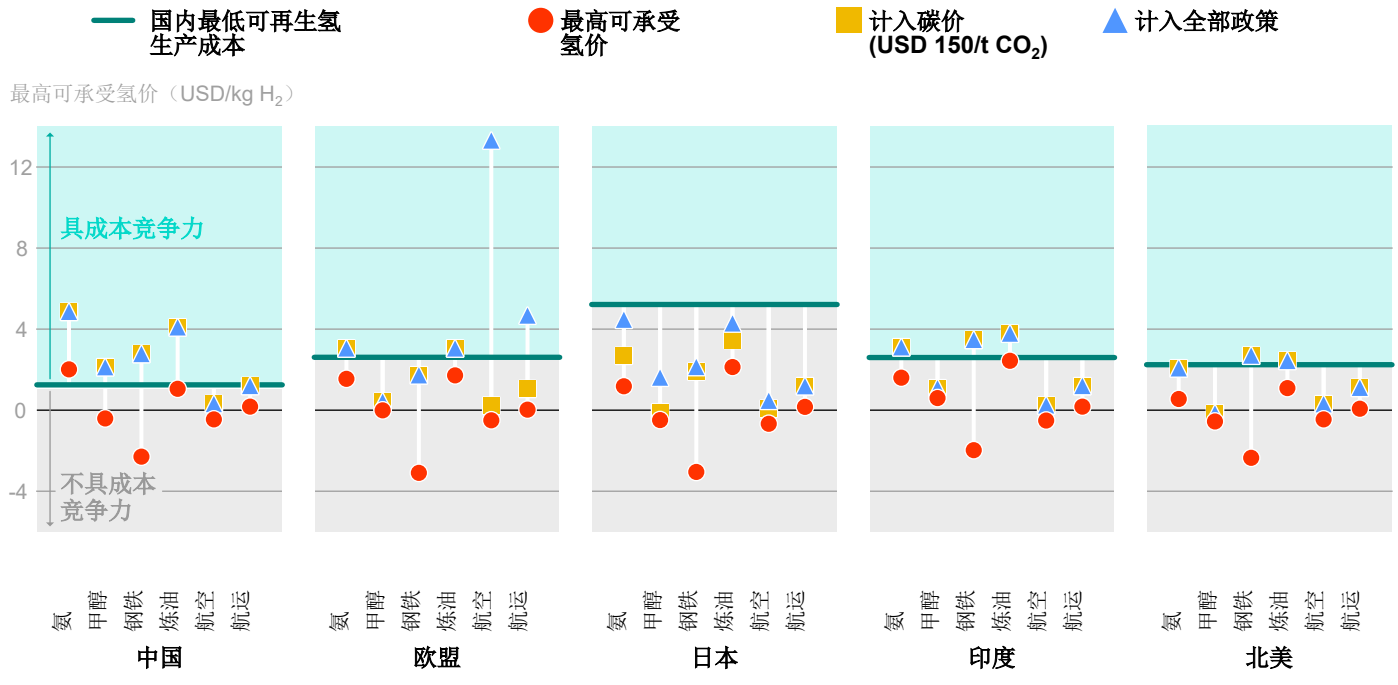
6个行业

氨
甲醇
炼油
钢铁
航运
航空

能源成本和单位产品CO_2排放量解释了不同行业和地区最高可承受氢价的大部分差异



中国的最高可承受氢价与供应成本之间的差距最小；要完全弥合差距，仍需进一步的政策支持



IEA. CC BY 4.0.

成本可承受性分析

低碳氢气[48]规模化发展的一大主要瓶颈：目前缺少大规模的下游用户，难以足量消纳现阶段成本偏高的低碳氢气，进而无法形成规模效应。如果没有稳定的基础需求，项目开发企业就拿不到确定的承购协议，而这类协议是做出最终投资决策（FID）的必要前提。氢能行业尚处在起步阶段，尚未形成成熟的低碳氢气价格基准，进一步加大了签订这类协议的难度。为此，需要针对不同应用场景、不同地区，测算出低碳氢气相比传统工艺具备市场竞争力的成本阈值，也就是下游用户能够接受的氢气成本。借助这一分析，政策制定部门和投资机构可以筛选出用户可承受成本较高，同时潜在市场规模较大的行业。这类行业有条件成为低碳氢气优先扩量的先导市场。另外，随着政策到期退出，上述成本阈值会动态改变，同时也受制于能源系统的发展演化。本章主要围绕以下四个问题展开分析：

- 各类应用场景下，低碳氢气的用户最大可承受成本是多少？
- 未来十年，哪些地区、哪些行业的低碳氢气应用规模有望达到最高？
- 政策会如何影响下游用户的成本承受能力？
- 上述可承受成本与制氢生产成本之间存在怎样的对比关系？

本次分析选取五大重点区域：中国、欧盟、印度、日本、北美。上述地区合计占当前全球氢气需求的 63%，已规划低碳氢气项目总规模的 59%，同时也是低碳氢气政策扶持力度最大的区域。研究覆盖两类行业：以氢气作为生产原料的行业，以及现阶段电动化改造难度极高的行业。已有研究显示，道路交通若要和传统技术路线成本持平，氢气可承受成本是所有场景里最高的，主要原因是高额燃油税推高了传统方案的使用成本。不过现如今，即便针对重型车辆，电动化方案已经具备成本优势，因此道路交通行业不在本次分析范围之内。鉴于更长周期存在诸多不确定因素，既包括氢能自身的技术迭代、成本变化、市场演进，也涉及整个能源系统的深度变革，因此本次分析将研究重心放在未来十年。

研究方法

氢气最大可承受成本的测算逻辑，是对比传统工艺路线与低碳氢气工艺路线生产同一产品的总平准化生产成本。其含义为：采用低碳氢气路线生产同类产品时，要想总平准化生产成本和传统工艺持平，氢气原料所能承担的最高成本，

[48] 《全球氢能展望》中低碳氢气的定义详见附录。

IEA. CC BY 4.0.

只有在此成本以内，下游用户才能够接受（图 4.1）。以合成氨生产为例，该工艺本身就需要消耗氢气，若改用低碳氢气制氨，其余配套环节成本（合成机组、压缩、空分设备等）不会发生变化，因此低碳氢气的成本必须和化石制氢成本相当。而船运行业情况则有所不同，低碳氢气的可承受成本需要低于重质燃料油；原因在于氢基燃料的加注补给、储存设施、船舶发动机等配套成本更高，必须依靠更低的氢气成本来对冲这部分增量支出，才能实现整体平准化成本持平。

测算氢气最大可承受成本，需要分别核算各类应用场景下，采用低碳氢气路线和传统工艺路线对应的平准化生产成本（表 4.1）。该最大可承受成本的评估口径为经过转化、投入使用后的终端应用端，并非制氢生产端。

表 4.1 低碳氢气替代的传统工艺路线

氢气应用领域	替代对象：技术/燃料
化工及炼油	中国采用煤气化工艺，全球其他地区采用天然气蒸汽甲烷重整工艺
钢铁	高炉-转炉工艺、电弧炉工艺
船运	现有石油供应体系下的重质燃料油
航空	航空煤油

注：替代技术选取依据为当前市场占有率最高的主流技术。

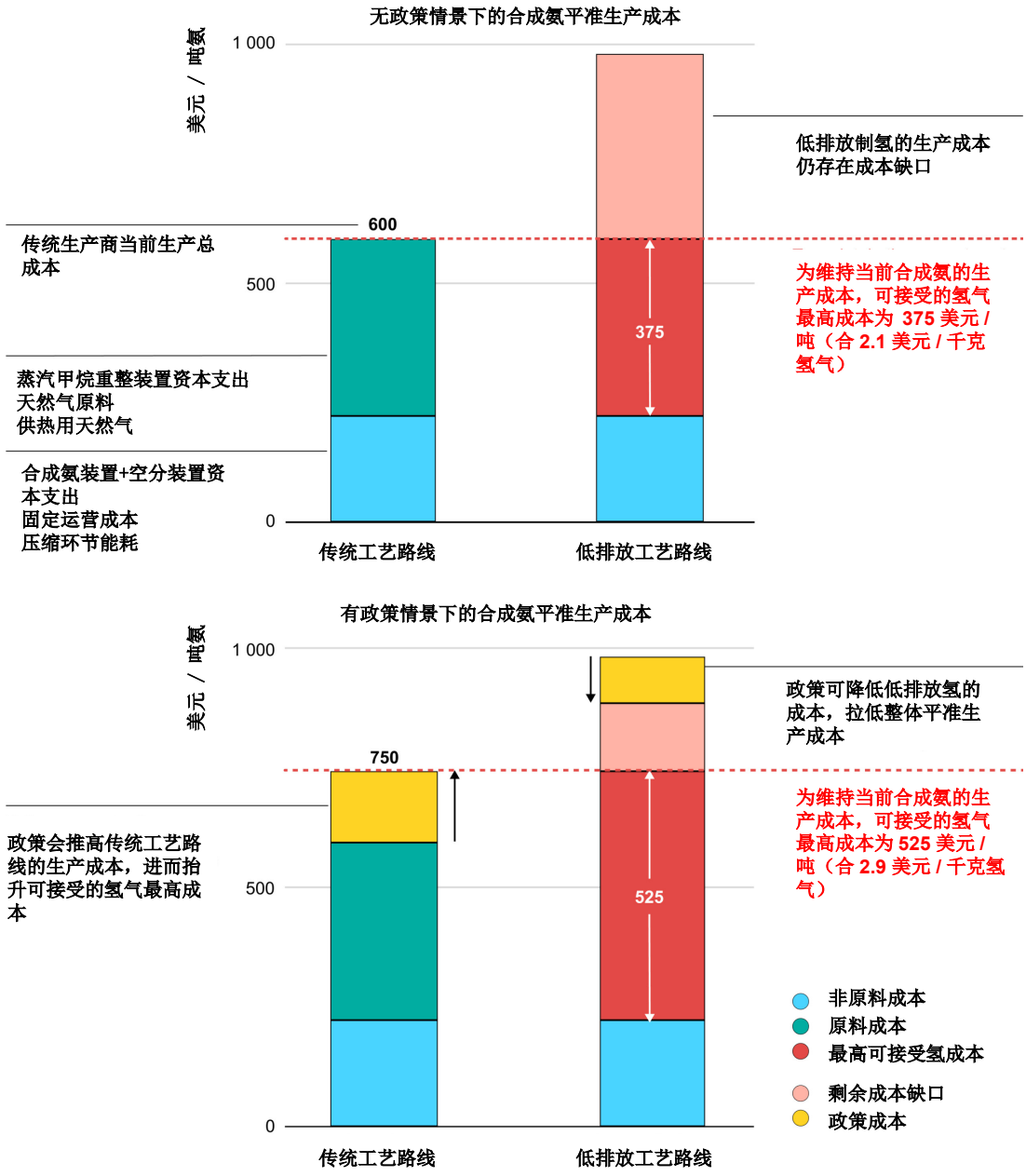
氢气最大可承受成本会受到政策工具的调控，部分政策会推高传统工艺的运行成本，例如碳定价以及附带违规罚则的配额机制。碳定价水平会随经济体类型、时间推移发生变动，因此要实现终端应用端与传统工艺成本持平，对应的氢气最大可承受成本也会动态变化。欧盟已在工业[49]、航空、船运领域推行配额制度。还有一类政策工具通过压低低碳路线成本来改变可承受成本，比如面向需求端的激励手段：税收减免[50]、财政补助、担保贷款以及运营成本补贴。但下文分析的案例表明，这类政策的力度尚不足以改变氢气最大可承受成本。

[49] 欧盟制定了 2030、2035 年发展目标，具体采用何种政策工具完成目标由各成员国自行确定

[50] 该情景假设氢气税率低于传统燃料，短期会直接造成财政减收，因此该类政策大概率仅适用于市场培育初期

IEA. CC BY 4.0.

图4.1 有无政策干预条件下合成氨生产的氢气最大可承受成本与尚存成本缺口



IEA. CC BY 4.0.

注：CAPEX 为资本投资；SMR 为蒸汽甲烷重整工艺；ASU 为空气分离装置；HB 指哈伯-博施合成氨工艺（氨合成机组）

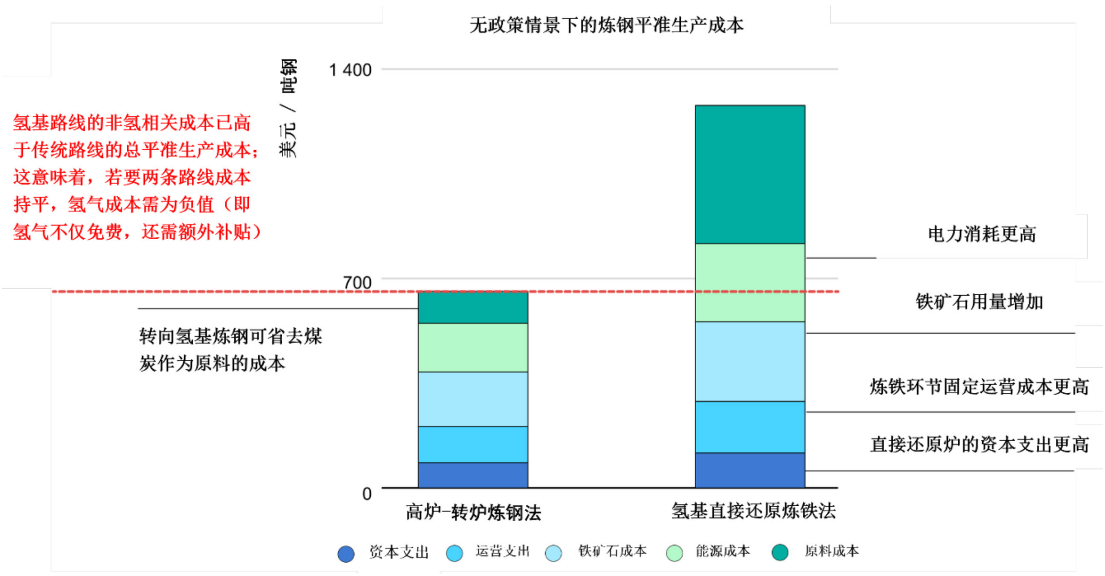
氢气最大可承受成本，就是采用低碳工艺路线时，氢气原料所能承受的最高成本，在该成本之下，整体平准化生产成本不会高于传统工艺路线。

现有本就消耗氢气的应用场景，成本结构对比最为简单，除氢气原料之外，其余各项成本基本维持不变。但对于氢能新应用，改用低碳工艺之后，不光氢气供应端发生改变，其他配套环节也随之变动，成本对比难度显著加大。举例来

IEA. CC BY 4.0.

说，直接还原铁（DRI）竖炉的建设成本高于传统高炉，对应的固定运行成本（一般按资本投资的一定比例测算）也随之抬升。氢基直接还原铁（H2-DRI）工艺耗电量高于高炉，但不再消耗煤炭，而煤炭原本占总平准化生产成本的 14%-21%。即便如此，改用 H2-DRI 低碳路线后，非原料部分增加的成本，超过了停用煤炭带来的成本节约。由此可见，就算氢气完全免费，这条低碳工艺路线的整体成本仍然高于传统工艺（图 4.2）。

图4.2 2024 年欧盟钢铁生产平准化生产成本



IEA. CC BY 4.0.

注：BF-BOF 为高炉-氧气顶吹转炉工艺；CAPEX 为资本投资；DRI 为直接还原铁；OPEX 为运营支出。

采用氢基直接还原铁（H2-DRI）工艺时，其余配套环节成本本就有所抬升，因此氢气成本必须为负，才能够和传统工艺实现平准化生产成本的盈亏平衡。

终端用氢侧（对应氢气需求）的氢气最大可承受成本，和低碳氢气与未减排化石制氢二者之间的成本缺口（对应氢气供给），是两个不同概念。最大可承受成本属于需求侧（终端应用）指标，代表生产相同终端产品时，低碳工艺可以和传统工艺形成成本竞争的氢气成本阈值。而成本缺口，则是在各个应用场景中，低碳氢气实际成本高出该最大可承受成本的差额。面向供给端的各类政策激励，例如制氢税收抵免、资本投资补贴、固定溢价、差价合约等，虽可以压缩成本缺口，但并不会改变氢气最大可承受成本，因此本次分析不予考虑。同时，本研究只核算直接成本，空气污染、价格稳定、能源安全（详见第 1 章相关论述）、产业竞争力、水土资源占用，以及温室气体以外的其他环境影响等外部效益与外部成本均未纳入模型。如果把这些外部性纳入评估，各类场景下可再生制氢

IEA. CC BY 4.0.

路线的综合优势会进一步凸显；即便其经济效益表现一般，站在社会整体角度该技术路线依旧具备发展价值。

本章后续内容首先分析造成各地区、各行业氢气最大可承受成本出现差异的原因，并将该可承受成本与制氢生产成本进行对比。再结合 2035 年潜在需求规模，筛选出成本缺口较小、同时市场体量较大的地区与行业组合。本章最后一部分探讨部分市场参与方愿意承担的额外绿色溢价，这一部分溢价同样可以用来弥补成本缺口。

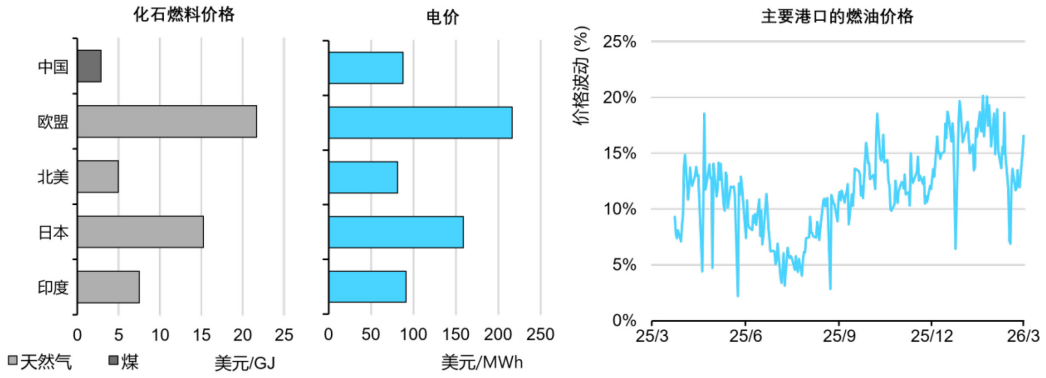
区域差异

决定氢气成本盈亏平衡点、同时带来区域分化的核心参数是能源价格与碳价。合成氨生产中，能源与原料成本占平准化生产成本的比重可达 35%-70%。因此欧洲、日本等能源高价地区，传统工艺生产成本本身就偏高，对应的氢气最大可承受成本也随之抬升。与此同时，上述两个地区碳定价力度处于全球高位，会进一步推高氢气的可承受成本。

欧洲与日本的高能源价格，对传统工艺和低碳工艺同时产生影响。传统工艺受能源涨价推高成本，使得氢气最大可承受成本随之上升；但这两个地区的低碳制氢生产成本同样位居全球前列，成本缺口也因此被拉大（图 4.3）。也就是说，即便氢气可承受成本水平很高，实际的成本缺口依旧偏大。反观北美地区，能源成本低、碳价不高，传统工艺生产成本最低，氢气最大可承受成本也处于低位。中国的情况则有所区别：国内主流传统工艺为煤气化，相比蒸汽甲烷重整，资本投资更高，但煤炭资源带来较低的能源成本。虽然国内暂无高碳价以及其他可以抬升氢气可承受成本的政策工具，但低碳制氢的生产成本具备优势，有望在未来十年实现成本缺口的收窄直至消除。

IEA. CC BY 4.0.

图4.3 2025 年区域能源价格对比



IEA. CC BY 4.0.

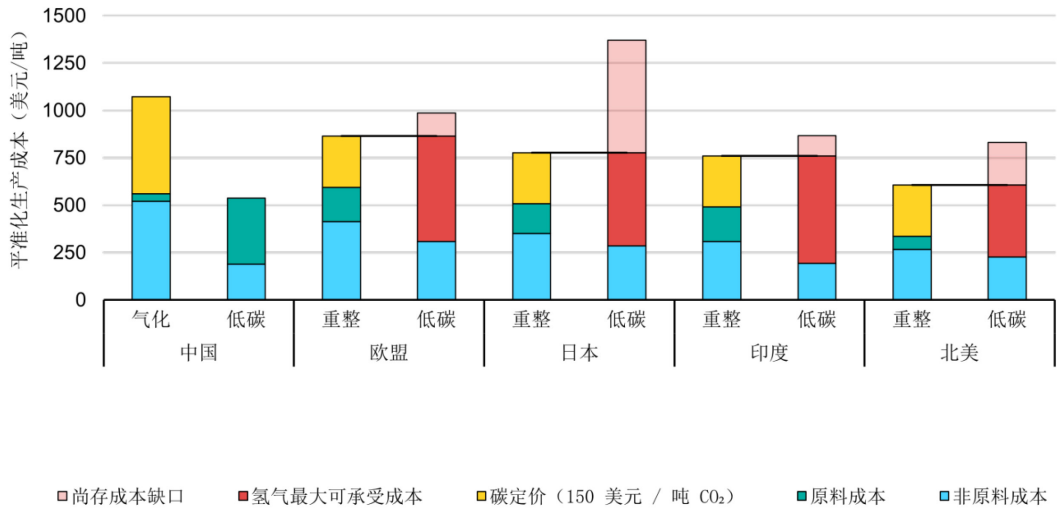
注：电价为电网直供工业用户电价。燃料油价格统计覆盖主要船舶加注港口：中国舟山、荷兰鹿特丹、新加坡、阿联酋富查伊拉、美国墨西哥湾沿岸，展示各港口燃料油最高、最低价格的差值。

各区域能源成本差距明显，对不同应用领域带来的影响也各不相同。

从时间维度看，影响氢气最大可承受成本有两大因素：一是技术迭代与学习效应带来低碳工艺成本持续下降；二是化石燃料需求变化扰动燃料价格，进而改变传统工艺的生产成本。举例而言，在深度减排的未来情景中，天然气需求回落会带动天然气价格下行。合成氨、甲醇、炼油等行业传统工艺的平准化生产成本随之降低，对应的氢气原料最大可承受成本也会被压低（图 4.4）。想要对冲这一效应，仅靠碳定价往往不够，需要碳价维持在极高水平。因此还需要配额加违规处罚等配套政策，才能把氢气最大可承受成本维持在现有水平。这一点也体现出欧盟尽快完成《可再生能源指令》国内转化实施工作的重要意义。

IEA. CC BY 4.0.

图4.4 2035 年各地区合成氨实现终端成本盈亏平衡对应的低碳氢气可承受成本



IEA. CC BY 4.0.

注：本报告取 150 美元/吨 CO_2 作为参考碳价，用以演示碳价在不同行业产生的影响，该数值并非对 2035 年实际碳价的预判。碳价带来的影响（黄色柱）与碳价高低呈线性正相关。原料部分：低碳路线指氢气原料；传统重整工艺为天然气，气化工艺为煤炭。非原料成本涵盖哈伯-博施合成工段、空分设备，以及合成回路压缩环节的固定电力消耗。中国低碳工艺生产成本低于传统工艺，不存在成本缺口，对应的成本平衡点高于 2035 年预期原料成本。

各地区合成氨生产的氢气最大可承受成本出现分化，主要受能源成本主导。

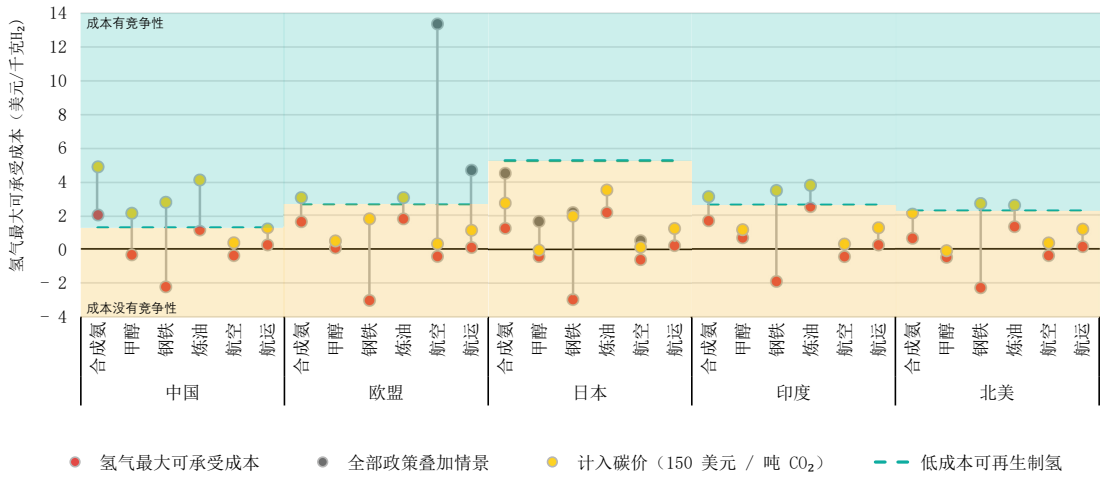
船运和工业用氢场景存在明显区别：船运传统燃料属于石油衍生品，全球化贸易程度远高于天然气、电力，各地区重质燃料油价格波动差距远小于其他大宗商品，2025 年区域价差仅为 5%-20%。船舶、储罐等配套装备以及船舶加注设施基本实现标准化商品化。全球船运近 80%的能源消耗来自国际航线，受国际海事组织 IMO 统一管辖，IMO 制定的规则对所有地区均生效。欧盟是唯一针对船运氢基燃料出台专项政策的地区，即《海上燃料法规》（FuelEU Maritime）。如果 2031 年非生物源可再生燃料（RFNBO）占比达不到 1%，2034 年将强制设置 2%的使用配额。但欧盟船运本身需求体量有限，在现有政策下，该配额仅能带动每年 180-210 千吨低碳氢气的市场需求（视燃料种类浮动）。对比来看，该需求量大约是欧盟已完成最终投资决策、计划 2030 年前投产项目产能的三分之一，而这批在建项目的目标市场大多是工业，并非船运。

航空和船运情况相近，传统工艺均以石油产品为燃料，区域之间的成本差异不大，差异主要来自炼油利润与运输成本，且二者带来的价差整体有限。航空领域，欧盟和日本均出台政策，会改变氢气最大可承受成本（图 4.5）。欧盟实施 ReFuel EU 航空燃料政策，强制配额从 2030 年 1.2%逐步提高到 2050 年 35%，配套罚金标准为非生物源可再生燃料与化石航空煤油价差的两倍。日本设置为

IEA. CC BY 4.0.

期十年的税收抵免，补贴标准 30 日元/升（折合 240 美元/吨）。按此测算，如果用该项政策扶持 10 万吨合成航空燃料（占日本现有航油需求的 3%），总补贴资金需要 2.4 亿美元。

图4.5 2035 年不同区域与终端应用下低碳氢气最大可承受成本



IEA. CC BY 4.0.

注：采用 150 美元/吨二氧化碳的碳价作为参考，用以展示碳价在各行业产生的影响。该数值并非对 2035 年碳价水平的预测或预期。碳价带来的影响（黄色圆点）与碳价水平呈正比关系。欧盟航空领域的政策影响依据 ReFuel-EU 的违规处罚标准计算。若“全部政策情景”对应数值未显示，则代表该地区-行业组合下不存在其他相关政策。

中国的氢气最大可承受成本与供给成本之间的缺口处于全球最低水平，但仍需进一步政策扶持，方可彻底弥合该缺口。

若无政策扶持，绝大多数区域与终端应用组合下，氢气最大可承受成本均不足 2 美元/kg H_2（见图 4.5 红色标记）。这一成本阈值仅在中国存在落地可能性，其余地区依旧存在成本缺口。这与当前产业实际情况一致，不少项目因成本缺口超出公共补贴可覆盖范围而宣告取消。典型案例包括：欧洲氢气银行项目（详见第 7 章），市场竞争使得中标报价低于实际成本缺口；印度合成氨招标中有两家采购方放弃参与；英国某项目退出氢气配额轮次申报。

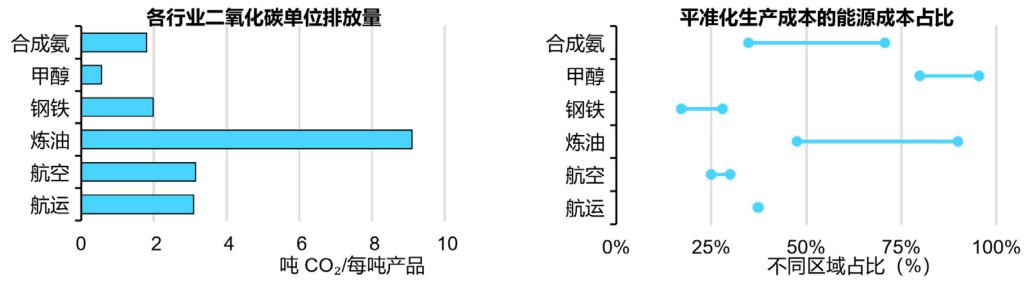
氢气最大可承受成本高度依赖化石燃料价格，而燃料价格具备波动性，在特定时点会和模型假设参数产生偏离。欧盟碳价在 2026 年初维持在 65-90 欧元/吨 CO_2，碳定价工具能够助力缩小成本缺口。与此同时，欧盟碳排放交易体系（EU-ETS）下一阶段 CO_2 减排目标将纳入 2040 气候战略一并制定；欧盟计划 2040 年较 1990 年实现温室气体减排 90%，减排目标进一步收紧，大概率会推高碳价。其他地区可依靠供给侧激励政策弥补成本差距，例如日本差价合约（CfD）机制、印度 SIGHT 计划及配套招标，以及美国、加拿大的税收优惠政策。

IEA. CC BY 4.0.

各行业的差异性

不同行业的核心差异体现在成本结构上，重点体现为能源投入成本占比，同时碳定价会受各行业自身排放水平影响，进而产生不同作用（图 4.6）。从成本结构来看，甲醇行业是典型代表，其合成工序的非原料成本处于较低水平。因此，该工艺与传统生产路线的成本差距，绝大部分来自低碳氢气本身的成本。而钢铁行业则截然不同，采用氢基工艺路线要配套直接还原炉等设备，带来高额的固定非能源成本。仅依靠市场自身条件，即便氢气完全免费，整套氢基炼钢工艺的总成本依旧更高，想要具备经济可行性，氢气成本理论上需要为负。只有引入碳定价等政策调控手段，氢气才能形成正向的最大可接受成本。

图4.6 2035 年各行业二氧化碳单位排放量与能源成本占比



IEA. CC BY 4.0.

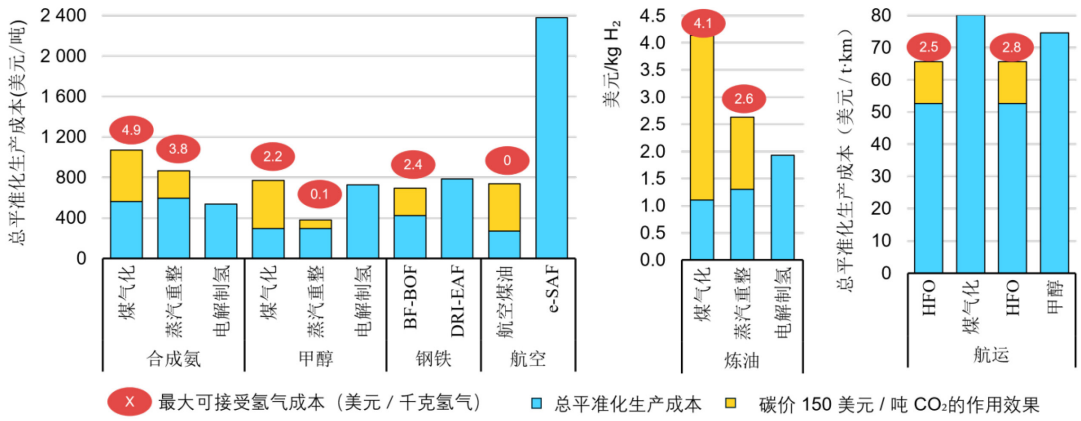
注：单位排放数据采用最佳可行技术测算；航空参照航空煤油，船运参照重燃料油。能源成本占比覆盖中国、欧盟、印度、日本、北美五大区域。

各行业最大可接受氢气成本存在差异，根源在于行业单位排放水平各不相同，且能源成本占比也有所区别。

碳定价会显著改变低碳氢气的最大可接受成本。2025 年，全球落地 80 套碳定价方案，覆盖全球 28%的温室气体排放，按排放量加权的碳价为 19 美元/吨二氧化碳，实际碳价区间从 0 到 160 美元/吨二氧化碳不等。碳定价的实际效果，取决于单位产品的二氧化碳排放量，以及燃料、原料在总成本中的占比。综合来看，碳定价对工业领域影响最为显著，钢铁行业受其影响最大（图 4.7）。设置罚则的配额机制有两大优势：既能保障既定市场推广规模，又不会加重财政负担，优于补贴政策。船运、航空属于受国际监管的行业，通过国际统一规则干预，可打造公平竞争环境，尽可能减少市场扭曲。这两个行业的成本缺口很难单纯依靠技术迭代或者碳定价补齐，配额机制更加适配；如果使用补贴，长期经济可行性不足，补贴结束后成本缺口会再次出现，同时每吨产品都要消耗大量财政资金。对此，可采用另一种实施路径：统筹产业链各参与主体，把成本传导至终端消费者，终端环节承受的附加成本压力最低。

IEA. CC BY 4.0.

图4.7 2035 年碳定价对中国各类氢基衍生品总平准化生产成本的影响



IEA. CC BY 4.0.

注：BF-BOF 为高炉-转炉工艺；DRI 为直接还原铁；EAF 为电弧炉；e-SAF 为氢基航空燃料；HFO 为重燃料油。不同应用的氢气消耗水平存在差异，因此氢气成本平价和总平准化成本差值不存在正比关系。本文采用 150 美元/吨二氧化碳作为参考碳价，用于对比各行业受碳定价的影响程度，该数值不代表 2035 年碳价的预判。碳定价带来的影响（黄色柱）与碳价高低直接成正比。

碳定价可大范围改变低碳氢气的最大可接受成本，钢铁、炼油行业受到的影响尤为突出。

燃料价格和碳价不断变动，不同行业所受影响也会随时间发生变化。碳价走高会抬升氢气的最大可接受成本，这一点和化石燃料涨价带来的效果相同。不过假设其他条件保持不变，碳价持续抬升会抑制化石燃料需求，反过来压低化石燃料价格。而各行业的单位排放水平，又会进一步改变最大可接受氢气成本的最终综合结果。合成氨、钢铁、船运、航油均属于单位排放较高的领域，即便碳价不算很高，碳定价也会成为影响成本的主要因素，使得氢气的最大可接受成本随时间不断提高。

技术大规模落地后产生的降本效果，取决于每项技术的资本开支占比以及技术成熟程度。以炼油行业为例，其主流传统工艺为蒸汽重整，技术已经高度成熟，后续依靠技术学习进一步降本的空间很小。反观合成煤油所用的费-托合成这类涉氢工艺，尽管已经实现商业化，但实际工程应用规模不大，还有较大学习降本潜力。该技术的成本虽随发展有所下降，但资本开支在总成本中占比较高，因此整体降本效果并不明显。就各个行业整体而言，技术学习对氢气最大可接受成本的影响偏弱[51]。

航空行业在绝大多数地区和时间条件下，氢气最大可接受成本不足 0.5 美元//kgH_2（图 4.5）。想要把这一成本阈值拉高，主要依靠两类手段：一是碳定价（欧

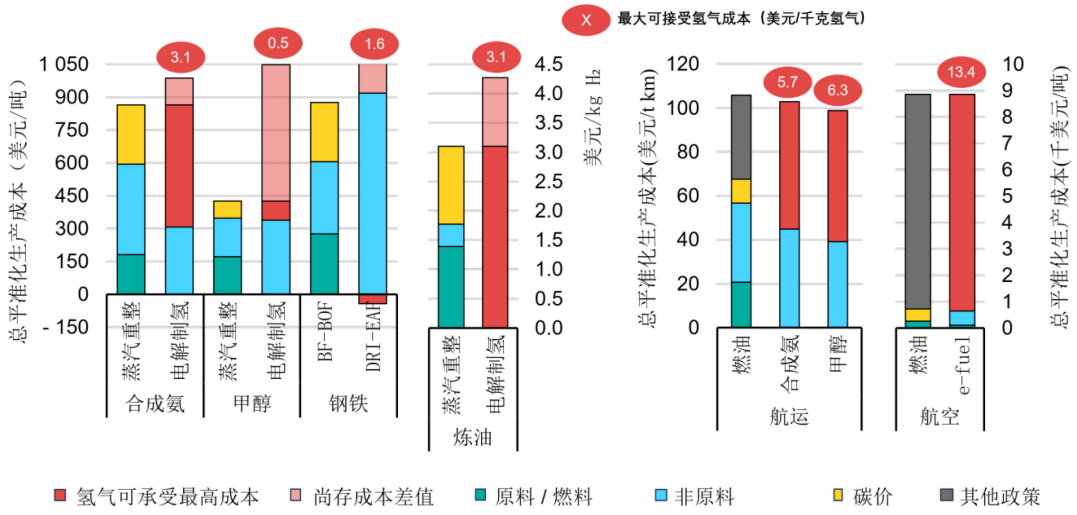
[51] 不过技术学习依然能够帮助缩小低碳制氢的成本差距，电解槽技术迭代就是典型例子。

IEA. CC BY 4.0.

盟以外国家需把航空纳入碳定价管控）；二是专项政策，如欧盟 ReFuelEU 航空法规、日本税收抵免等。单靠 ReFuelEU 航空法规，2035 年氢气成本平价便可达到 13.5 美元//kgH_2；该政策规定违规罚款为 RFNBO 燃料和化石航油价差的两倍，政策设计带来的激励强度，已经超过补齐成本缺口的实际需要。航空、船运所使用的传统燃料（航油、重燃料油）运输成本低、全球流通，区域价差远小于工业、电力行业，后两者受本地能源资源影响很大。不过受炼油毛利、供应结构影响，不同地区之间仍存在价格差异。2025 年，各大港口船用燃料价差处于 5-20%，航空煤油的区域价差大约为 10%。

2025 年，国际海事组织（IMO）将船运净零排放框架的表决通过时间延后一年，该政策何时落地、最终版本如何均存在变数（见第 2 章）。现阶段仅确定了化石燃料的罚则：按照动态调整的温室气体排放阈值，罚金分别为 100 美元/吨 CO_2、380 美元/吨 CO_2。而针对零/近零排放燃料的激励体系尚未完善，政策也未正式实施，因此本次成本平价分析不考虑该政策。碳价的实际作用效果和船舶型号相关，不同船舶燃料消耗不一样，燃料在总成本中的占比也随之改变。100 美元/吨 CO_2 的碳价，按地区差异，能够填补 10%-45%左右的成本缺口。倘若该政策正式实施，不同船舶对应的氢气成本平价将会产生 0.8-1.8 美元//kgH_2 的变化。

图4.8 2035 年欧盟不同应用领域实现终端使用成本平价对应的低碳氢气最大可接受成本



IEA. CC BY 4.0.

注：BF-BOF 为高炉-转炉工艺；DRI 为直接还原铁；EAF 为电弧炉；e-SAF 为氢基航空燃料；HFO 为重燃料油。选取 150 美元/吨 CO_2 作为参考碳价，用于对比各行业所受碳定价的影响，该数值不代表对 2035 年实际碳价的预判。碳定价的影响（黄色柱）与碳价高低直接成正比。总平准化成本单位中的吨，为每吨产品。

从能源成本和排放特征来看，欧盟地区合成氨、炼油两大行业的低碳氢气最大可接受成本处于最高水平。

IEA. CC BY 4.0.

高耗能产业的生产成本，各区域之间主要跟随能源价格波动。在所研究的地区当中，现阶段欧盟的氢气最大可接受成本最高，北美最低。往后，该成本会随不同情景假设下的能源价格同步变动。短期，欧盟需求回落、LNG 进口成本走低，会带动欧盟、日本、中国天然气价格下行；而北美 LNG 出口增加、印度能源需求上涨，将推高两地天然气价格。

电力领域利用氢气、氨燃料时，其氢气最大可接受成本的变化规律和高耗能行业大体一致。但电力系统本身留有富余装机，燃料切换操作更为灵活。比如天然气价格高涨时，发电会更多转向煤炭，氨混燃的应用规模也随之扩大，日本、印度受该情形影响最为明显。不过煤气化装置发电效率不及燃气轮机，整体转换效率下降，会压低氢气的最大可接受成本。多数工况下该成本不足 2 美元//kgH_2，只有日本依托差价合约（CfD）机制抬升了这一成本水平。日本该政策专项预算为 200 亿美元，运营补贴期限 15 年，按 5 美元/千克的平均价差测算，这笔资金能够支持约 26.5 万吨/年的低碳氢气用量，约占日本绿色转型 CfD 计划新增 100 万吨/年低碳氢气目标的四分之一以上。

成本-需求量曲线

氢气作为通用性很强的能量载体，能够帮助各国政府达成多重政策目标：保障能源安全、减少化石燃料进口、依托产业链投资带动经济增长，同时针对电气化及其他技术实施难度大、成本高昂的领域实现减排。从能源安全角度来看，氢气的价值并不仅仅是提高国内能源的产出比重。氢气还可以转化为其他各类能源载体，在供应中断、设施受损或是其他意外事件发生时提供更多能源备选路径，增强整个能源体系的抗风险能力。

各国实际条件不同，各类驱动因素发挥的效果也存在差异，这将决定未来低碳氢气的实际应用规模。到 2035 年，若仅落实现行及已提案的相关政策，低碳氢气需求约为 1200 万吨；倘若前文所述各类有利条件叠加共同拉动市场，需求规模可突破 1.1 亿吨。本节将该需求上限作为市场上行潜力，该情景下化石燃料整体价格偏低，氢气最大可接受成本也随之整体走低。

结合政策目标，借助成本-需求曲线可以分析满足既定氢气需求所要付出的成本（见图 4.9）。具体做法是把前文算出的最大可接受氢气成本，和分行业、分地区的需求数据相结合，构建低碳氢气需求曲线。以 2035 年日本为例，全部行业的氢气最大可接受成本都低于 2.2 美元//kgH_2，部分领域甚至出现负值。碳定价与其他政策虽可显著拉高该成本阈值，但多数场景依旧无法补齐成本差距。日本差价合约机制仅在发电行业能够完全消纳可再生氢气的成本缺口，这也是该政策工具的设计初衷。由此可见，想要填平尚存的成本缺口，还需要进一步出台激励政策，或是依托市场主体自愿承担溢价的支付意愿。

IEA. CC BY 4.0.

运用这套分析方法可以覆盖各个地区，绘制全球成本-需求曲线，筛选出氢气最大可接受成本最高的地区-行业组合。2035 年既定政策情景（STEPS）[52]下，欧盟、日本这类高度依赖能源进口的地区，低碳氢气需求合计 130 万吨，仅占全球总需求的 10%出头。这些地区能源成本高，因此氢气最大可接受成本处于高位。不过其中只有一部分需求依靠进口解决，说明该情景下全球氢气贸易的发展节奏偏慢。欧盟 ReFuelEU 航空法规激励力度最强，政策规定的违规罚款为 RFNBO 燃料和化石航油价差的两倍，但想要完成合成燃料 5%的配额目标，每年仍需要 66.5 万吨低碳氢气。日本则在 2025 年推出为期 10 年的资本投资税收优惠，覆盖钢铁、化工、可持续航空燃料（SAF）生产行业。化工行业的税收补贴约 335 美元/吨，在不考虑碳定价的条件下，约占 2035 年制氢生产成本的三分之二。该项税收政策拉动的新增目标需求规模并不大，每年新增 28 万吨。

全球各地区大部分工业领域，氢气最大可接受成本处于 1-4 美元/kgH_2 区间，碳定价是最主要的影响因素。如果没有碳定价管控，所有地区钢铁行业的氢气最大可接受成本都会为负数。根源在于氢基工艺的资本投入、运营成本与能耗都会上涨，先天处于成本劣势。其他工业行业即便不实施碳定价，氢气最大可接受成本也为正数，但碳定价依旧会显著改变这一成本水平。以 150 美元/吨 CO_2 碳价为例：用于制氨时等效增加 1.5 美元/ kgH_2 成本；制甲醇等效增加 0.38 美元/ kgH_2；炼油场景等效增加 1.4 美元/ kgH_2。对于欧盟炼油行业，《可再生能源指令》的配额罚则会进一步拉高氢气最大可接受成本（见第 7 章）。截至 2026 年 6 月初，交通能源需求占欧盟近半数的成员国，已经完成该指令的国内落地立法。但各国违规罚金差异巨大，从无处罚到 14.4 欧元/千克不等；仅有部分国家认可炼油核算路径 [53]，多数配套规则尚未敲定，条件不成熟，因此本次分析未纳入该部分政策。

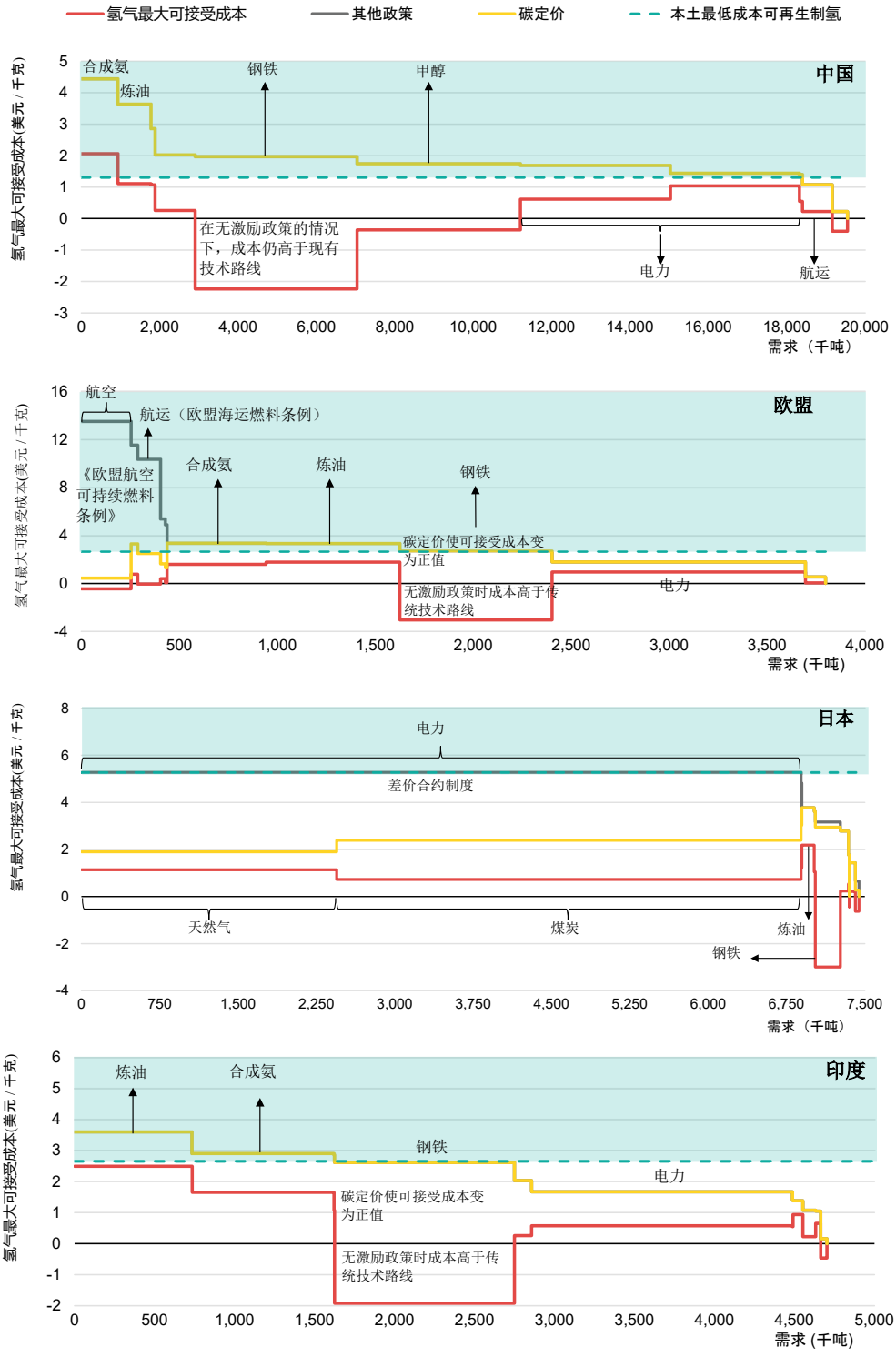
长途运输板块中，航空的氢气最大可接受成本主要受碳定价左右，150 美元/吨 CO_2-eq 的碳价，作用大致相当于 70 美元/桶的油价。即便如此，各个地区该成本阈值大多不足 0.5 美元/ kgH_2。船运的成本结构对氢能并不友好，非燃料成本已经达到重燃料油成本的两倍以上。无论是氨燃料还是甲醇燃料方案，发动机、储存设备、船用加注系统的开销更高，燃料之外的各项成本均高于传统船用燃料路线，进一步抬升整体成本，使得氢气可承受的成本上限被进一步压低。即便按照 IMO 净零排放框架给出的下限 100 美元/吨 CO_2 测算，船运领域制取氨、甲醇燃料对应的氢气最大可接受成本依然低于 0.5 美元/ kgH_2。

[52] 关于《全球氢能展望》所采用 IEA 情景的详细说明见附录。

[53] 炼油路径：炼油厂加氢裂化消耗的氢气，可以抵扣 2030 年交通领域 1% RFNBO 指标，依据是氢气能量最终留存于成品油中。该方案可充分利用现有设施，是成本更低的达标途径。

IEA. CC BY 4.0.

图4.9 2035 年（2050 净零排放情景下）：各行业、各地区满足最大可接受氢气成本对应的低碳氢气成本



IEA. CC BY 4.0.

注：本分析采用 150 美元 / 吨 CO_2 的碳价作为假设条件；碳价对氢气最大可接受成本的影响程度与碳价水平呈正比关系。

合成氨与炼油行业的氢气最大可接受成本处于最高水平；电力部门尽管潜在需求庞大，但氢气最大可接受成本却偏低。

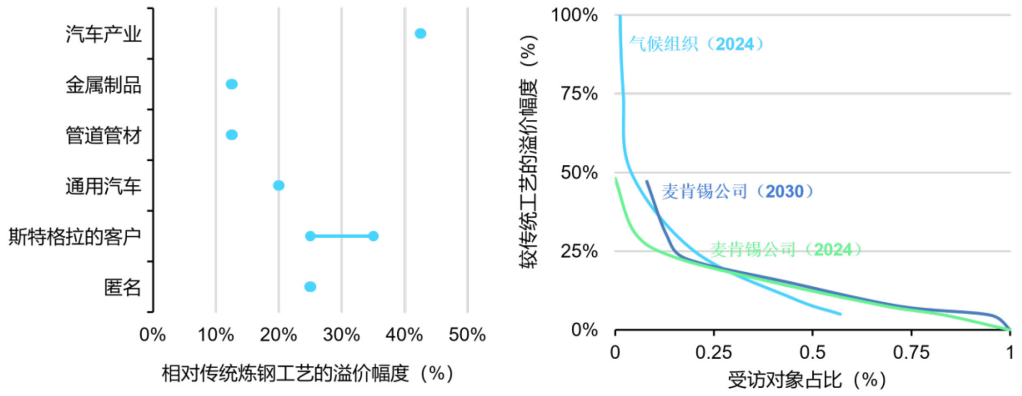
IEA. CC BY 4.0.

企业对低碳产品的溢价支付意愿

部分成本缺口，还可依靠先行企业自愿为低碳商品支付溢价来缩小。企业愿意承担更高成本，通常出于品牌形象建设、股东诉求、减排考核目标以及融资约束等因素。私营部门的这类溢价支付意愿，有助于撬动低碳氢的早期市场需求。如果氢气成本在企业总运营成本中占比不高，且企业拥有较强定价能力，能够将增加的成本向下游传导，则该行业企业愿意支付溢价的概率会明显提升。政策与市场支付意愿的联动效果并不固定，政策环境的变动会直接改变整体投资格局。

支付意愿（WtP）一般采用市场调研方式进行测算，但这类方法存在明显不足：调研结果易受样本选取、问卷措辞等多种因素干扰，仅可获取调研当期的状态。由于支付意愿属于企业自主选择行为，当企业权衡多重相互矛盾的发展目标、面对波动的外部环境时，支付意愿水平也会随之发生变化。

图4.10 钢铁采购方对近零、低排放钢材的溢价支付意愿



IEA. CC BY 4.0.

注：匿名钢铁企业数据取 Björsne & Cederlund（2025）报告表 16 的第 17、18 号样本；通用汽车 20%为测算上限。

来源：国际能源署分析，数据来源于：Björsne & Cederlund（2025）；欧洲氢能协会（2025）；Stegra（2025）；气候组织（2024）；麦肯锡（2024）；SSAB（2023）；通用汽车（2023）。

钢铁生产企业和下游采购方，均对低碳钢材存在较高的溢价支付意愿，可依托该市场意愿撬动早期市场需求。

不同产品的价值链上，各类市场主体的溢价支付意愿存在明显差异。因此产业链协同尤为重要，可把新增成本溢价向受冲击较小或是接受高溢价的环节传导。以钢铁行业为例（图 4.10），欧洲部分汽车行业下游客户，最多愿意为低碳钢材相比传统工艺产品承担 42.5%的溢价。支付溢价的意愿可以沿着价值链向下游传递，越靠近终端，单位产品对应的成本溢价占比越低。日本的一项调研表

IEA. CC BY 4.0.

明，约 25%有环保理念的车主，愿意购车时接受 24%的价格上浮。该结果不能直接推广到全部群体，但该溢价幅度已经超过钢铁生产端溢价的 240%，也高于氢基直接还原铁对比高炉工艺 169%的成本溢价。支付意愿高低与所处价值链环节高度相关。就氨用作化肥场景来看，化肥厂商和农户都处在具备全球竞争的大宗商品市场，很难接受额外溢价；但目前仍有不少化肥企业主动采购消纳低排放氨。食品终端消费者有可能愿意为可持续属性支付溢价，但溢价空间很大程度上受调研手段、产品标识设计、食品品类制约。此外，从氨生产企业到食品终端用户中间链条冗长，进一步增加产业链协同落地的难度。

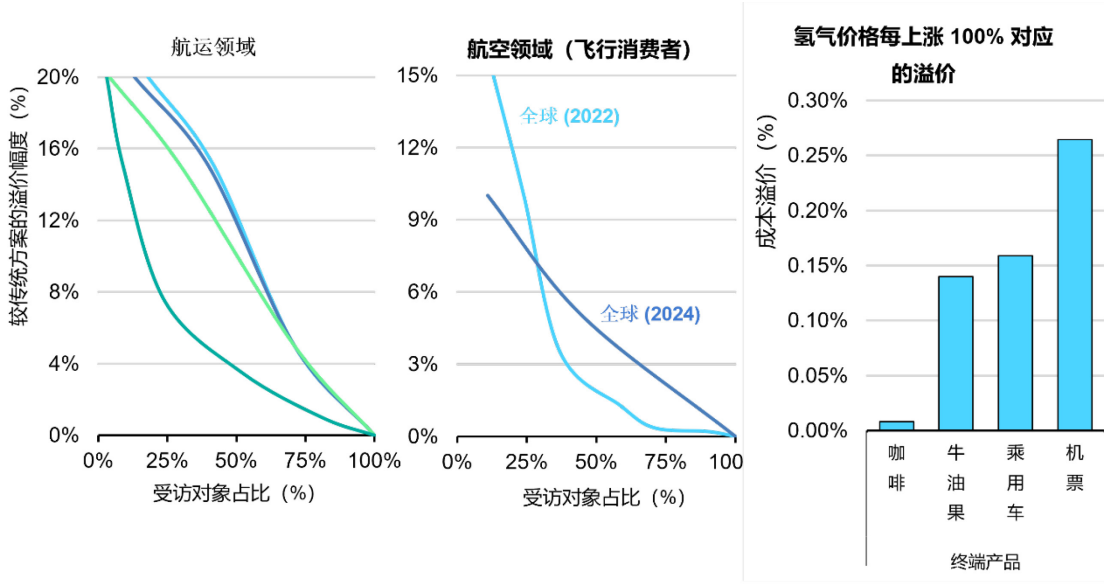
不同行业的消费者可接受的溢价水平差距很大，已有多个案例表明部分消费者愿意支付的价格，较传统产品高出一倍以上。整体来看，钢铁领域的市场溢价支付意愿平均最高，汽车行业是钢铁下游当中接受溢价意愿最强的板块。价值链不同环节的支付意愿水平各不相同。对钢铁生产企业来说，即便不大的溢价也会显著挤压利润空间，因此企业自身的溢价承受意愿较低。而往下游延伸，汽车终端买家群体构成更加多元。国内一项调研表明，思想观念较为先进的购车人群里，超三分之一愿意接受 12%的购车加价。如果这笔加价全部用于承担车辆低排放钢材的额外成本，折算到钢材端相当于 160%的溢价；但如果还要分摊汽车其他零部件材料的脱碳支出，则钢材对应的实际溢价会有所下降。船运方面，马士基评估，碳价至少达到 150 美元/吨 CO_2（约对应燃料 25%的成本溢价），才能够填补船运化石燃料与可再生燃料之间的成本缺口。

企业的溢价支付意愿，还与产品相对传统工艺的脱碳水平直接相关。以北美市场为例，有 8%的钢铁企业[54]，当 CO_2 减排幅度不低于 90%时，最多愿意接受 50%的价格溢价；倘若减排率仅为 50%，这一高支付意愿就会消失。一项针对钢铁采购客户的最新调研表明：面对相比传统工艺温室气体减排≥25%的产品，仅有 10%受访企业愿意最高承担 25%的溢价；但如果减排幅度提升至 90%以上，则超半数受访企业可接受最高 25%的溢价。

[54] 该数值不等于 8%的钢铁需求具备此类支付意愿，各企业能够接受溢价的需求占比未知，该指标仅用于反映最大支付意愿水平。

IEA. CC BY 4.0.

图4.11 船运、航空行业对低碳产品的溢价支付意愿及溢价对终端产品价格的影响



IEA. CC BY 4.0.

注：船运数据来自 125 家货主调研样本；航空数据来源于两项全球调研，分别覆盖 5500 余名航空旅客（2022）与近 248 位受访者（2024），本次测算未考虑企业利润率。咖啡：采用美国化肥平均施用水平与产出，传统氨 380 美元/吨，低排放氨 1000 美元/吨，单杯咖啡售价 4 美元。牛油果船运：假设船运燃料全部采用低排放氨；重燃料油 15 美元/GJ，低排放氨 50 美元/GJ；海运航程 10500 海里，航速 23.9 节。乘用车：单车钢材耗用 820 千克，整车售价 40000 美元。机票：遵循 ReFuelEU 2030 年可持续航空燃料及电子燃料强制配额；化石煤油 28 美元/GJ，生物航煤 35 美元/GJ，合成航煤 163 美元/GJ；假定燃料成本占机票终端价格的 25%。

来源：波士顿咨询集团（2025）；麦肯锡（2024）；国际能源署测算分析，测算依据：IEA (2023)《电子燃料在交通脱碳中的作用》、ReFuelEU，以及联合国粮农组织、海法集团、国际肥料协会、彭博提供的数据。

能够接受溢价的下游客户占比，会随溢价上浮而降低；不过溢价对终端产品价格的实际影响有限，因此可将溢价在价值链各环节向下转嫁。

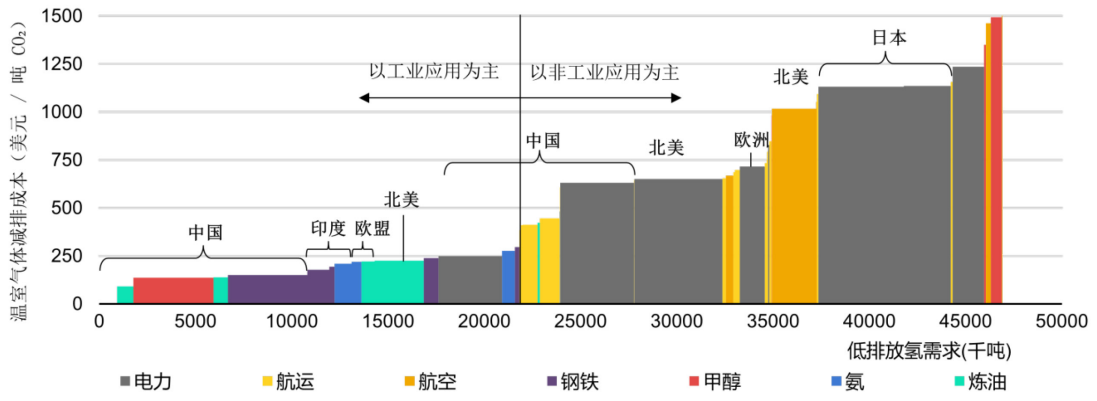
航空领域针对 23 家航司、物流服务商以及企业客户开展的调研表明，部分市场主体可接受的溢价，最高较传统航煤高出一倍以上；但普通机票终端消费者中，仅 13%愿意承担 15%的购票溢价。船运行业整体的溢价接受意愿最低，但近几年已有好转。2024 年对 125 家货主的调研数据显示，24%的货主可接受 5%以上的燃料溢价，该占比较 2021 年增长一倍有余，只是 2025 年市场溢价接受意愿出现下滑。在航空、船运两大行业，若溢价支付意愿与市场需求体量达到一定条件，便可形成先导市场，这也体现出先行市场主体对撬动氢基产品早期需求的重要价值。

IEA. CC BY 4.0.

减排成本曲线

对比氢气最大可接受成本与实际生产成本，可以判断各类应用场景实现成本竞争力的差距，以及所需政策激励的大致规模。若要横向对比不同应用，减排成本是适用性更强的指标，该指标把各场景的成本缺口和低排放路线能够实现的减排量结合在一起。在制定能源政策过程中，除能源安全外溢效应与市场承受能力之外，减排成本也是重要决策依据。在炼油、化工等以氢气作为生产原料的场景下，暂无其他可行替代技术，无论减排成本高低，氢气都将继续作为原料使用。未来落地的低排放氢当中，可再生制氢将占据很大比重，该路径几乎可以实现全部过程减排[55]。

图4.12 2050 年净零排放情景下 2035 年各行业低碳氢气的减排成本



IEA. CC BY 4.0.

注：本测算未计入配额、罚则、税收抵免等其他政策激励。低排放技术路线的平准化成本，选取单一发电技术可获取的最优资源条件进行核算，不包含各类耦合混合技术；最优低成本技术方案存在地区差异性。

至 2035 年，约 45%的低排放氢需求，可在减排成本低于 250 美元/吨 CO_2的条件下实现供给。

低排放氢各类应用的减排成本差异较大（图 4.12）[56]。在减排成本低于 250 美元/吨 CO_2 的这部分需求当中，近三分之二来自中国，并且主要集中在工业板块。中国资本支出与资金成本较低，氢基衍生品生产成本处于全球低位，缩小成本缺口所需的政策激励也相对更少。欧盟、印度的工业部门减排成本紧随其后；受进口因素影响，当地传统化石路线和低排放路线成本都偏高，其减排成本高于中国，但优于其余地区。

[55] 资产建设阶段产生的排放未纳入核算。

[56] 该数值既不是政策目标，也不是预测结果，仅代表减排成本曲线出现拐点的位置；越过该点后曲线斜率上升，也就是说继续抬升碳价，所能撬动的新增需求将不如之前明显。

IEA. CC BY 4.0.

印度炼油与合成氨场景减排成本最低。一方面燃料成本占比高，传统化石天然气高度依赖进口，拉高了原有工艺的运行成本；另一方面当地可再生资源禀赋优异，压低了可再生制氢路线的成本，多重因素共同令其减排成本保持低位。而北美地区传统天然气路线成本很低，因此对应的减排成本相对更高。

甲醇的成本结构相比合成氨、钢铁更加偏向燃料端，低排放氢的燃料成本上涨会对其整体生产成本造成更为显著的冲击。同时，甲醇的单位排放水平低于合成氨、钢铁以及炼油行业，想要实现同等的成本调节效果，就需要设置更高的碳价。受上述因素影响，甲醇是工业板块里减排成本最高的领域，仅有中国能够实现低于 135 美元/吨 CO_2 的甲醇减排成本。钢铁行业单位产品排放基数大，对碳价变动更为敏感，因此其减排成本处于相对较低水平。

船运、航空、电力等多数非工业应用，减排成本超过 400 美元/吨 CO_2。这是因为该类场景需要增设转化环节，伴随相应能量损耗，进而抬高氢衍生燃料的生产成本。和工业领域逻辑一致，中国在这些非工业场景下的减排成本依旧为全球最低。

低排放氢的减排成本高于多数脱碳技术。举例而言，全球不少国家的可再生能源（搭配储能实现稳定供电）相比化石燃料已经具备成本优势，对应减排成本为负；部分国家的节能增效、交通模式转变以及电动汽车同样属于负减排成本技术。到 2030 年，光伏、风电可在减排成本低于 100 美元/吨 CO_2-eq 的前提下，每年实现超 8 亿吨 CO_2-eq 的减排。依靠上述减排举措，再加上终端电气化和能效提升，就能够化解当前近 3/4 的能源领域排放；但剩下 1/4 的排放，仍然需要氢能及其他技术完成脱碳。理论上应当优先推广低减排成本技术，再逐步落地高减排成本技术；然而受技术创新周期、基础设施建设、能源安全、工业产能等现实条件制约，部分高减排成本路线仍需要提早启动示范与规模化应用。部分氢能路线减排成本偏高，二氧化碳移除（CDR）是可考虑的替代方案，该技术有机会实现更低的减排成本。但 CDR 整体仍处在早期发展阶段，长期成本水平尚未明确。同时多数国家缺少配套政策体系，难以协调“减排”与“碳移除”二者关系，容易出现用碳移除替代实际减排，而非专门处理难消减排放的问题。

IEA. CC BY 4.0.

第 5 章 氢能贸易与基础设施

要点

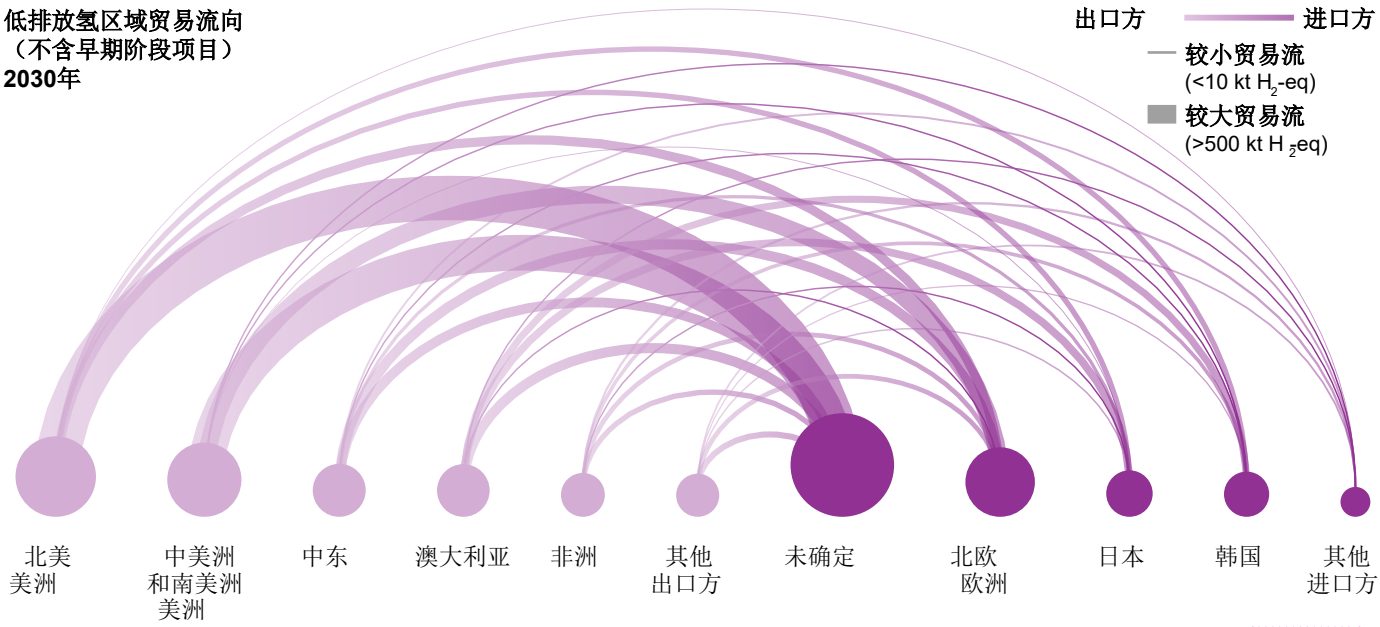
- 贸易仍是低排放氢项目的关键驱动因素；如果所有项目都能落地，到 2030 年贸易将支撑超过 40%的已公布项目规模。其中不足 8%（约 100 万吨/年 H_2-eq）来自已投运、在建或已作出投资承诺的项目，而整个项目规划的这一比例约为 16%。
- 低排放氢的首批商业运输已经开始，为物流和认证方式的试验提供了机会。长期双边合同占主导地位，尤其是氨和氨基化肥；热压铁（HBI）的重要性正在上升。
- 已公布的氢能管道项目（包括新建管道和天然气管道改造）到 2035 年总长将超过 4 万公里，但其中只有 9%已投运或获得投资承诺。自《全球氢能展望 2025》（GHR-25）发布以来，已投运和已承诺的氢能管道长度增加了 70%。项目活动仍集中在欧洲和中国；2025 年两地均取得重大里程碑：中国开工建设全球最长的氢能管道，德国完成全球最长的天然气管道改造项目。
- 已公布的地下储氢项目到 2035 年可提供 11 太瓦时的储氢能力（相当于 33.5 万吨氢），但其中仅略高于 7%达到最终投资决策（FID）或处于在建状态，相当于已承诺低排放氢项目估算年通过量的 0.6%。美国、德国和中国正在建设大规模盐穴储氢设施。
- 目前约有 170 个氨码头和 130 个甲醇码头在运营。在已公布项目中，氨占主导，但甲醇基础设施的在建项目更多，主要与船用燃料加注相关。日本已启动首个商业规模液氢进口码头的建设。
- 在路线合适的地区，如果利用率较高，管道通常是纯氢运输成本最低的方案；而船运可提供供应来源的灵活性，并能利用部分现有港口基础设施。不过，如果在使用点需要纯氢，船运意味着最低约 2 美元/千克氢的成本，以及超过 10 千瓦时/千克氢的能源消费，相当于氢能源含量的 30%以上，这主要源于液化或如氨裂解等再转化环节的高能耗。

IEA. CC BY 4.0.

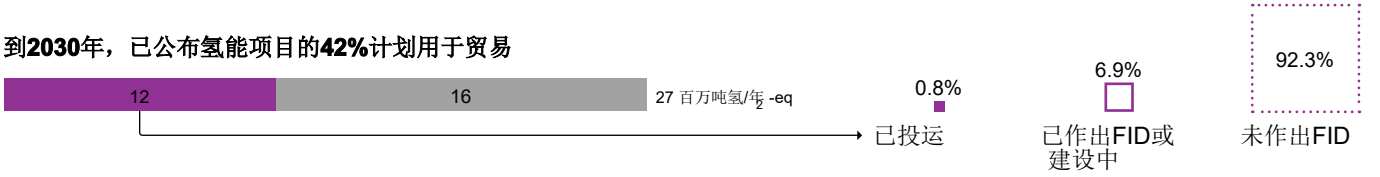
氢能贸易与基础设施

贸易推动低排放氢项目公布，但落地仍具不确定性

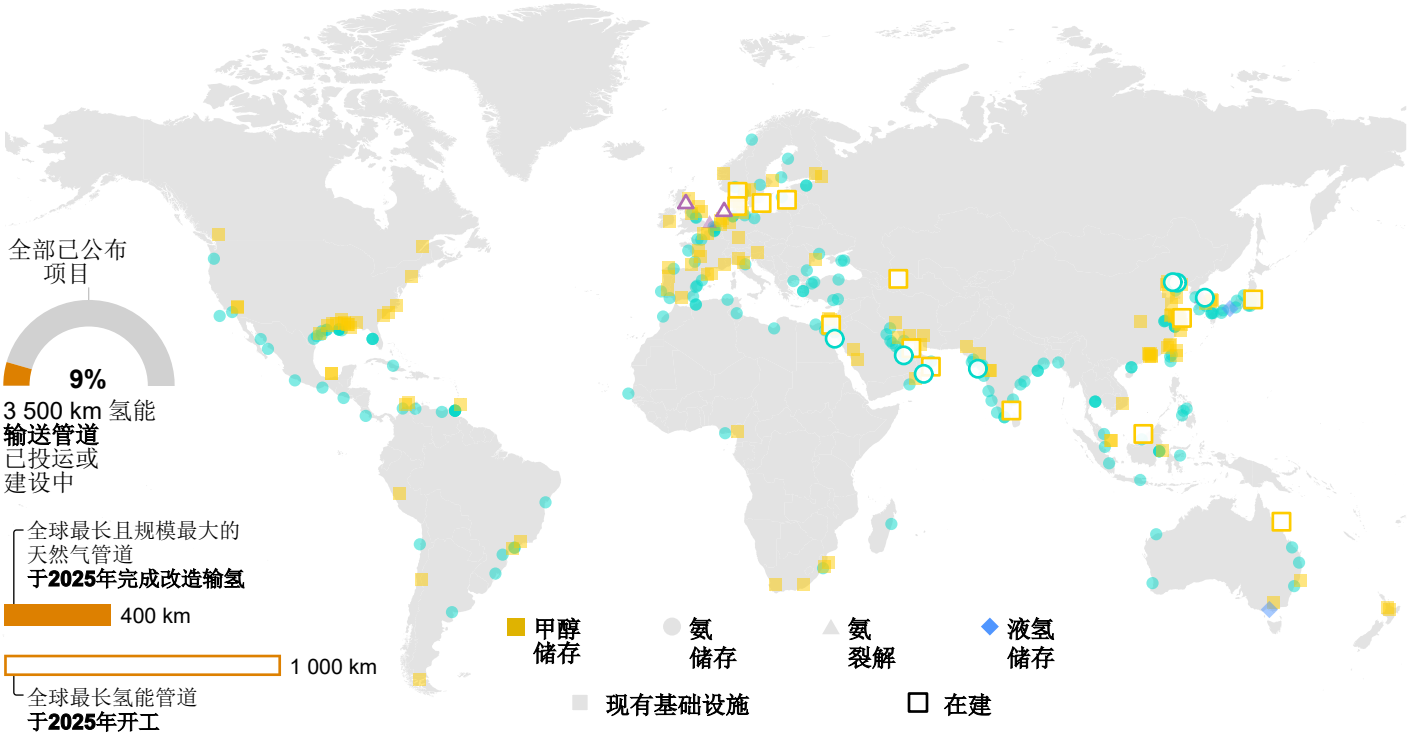
低排放氢区域贸易流向
（不含早期阶段项目）
2030年



到2030年，已公布氢能项目的42%计划用于贸易



大量氢能基础设施项目已公布，但进入建设阶段的很少，已开工项目往往是迄今规模最大的项目之一





800 GWh 地下储氢
地下储氢已投运
或在建



已公布
地下
储氢
项目（2035年）



全球已安装
装机容量
抽水蓄能
（2024年）



全球最大盐穴
用于低排放氢的盐穴
储氢
即将投运



全球已安装
电池储能装机容量
公用事业级储能
（2024年）

IEA. CC BY 4.0.

氢能贸易概况与展望

目前，氢气主要在生产现场制取和使用，仅有少量通过卡车或管道输送给工业用户或加氢站。国际贸易主要限于氨和甲醇，二者主要作为化工原料而非能源载体进行交易，其流向历来受出口国能否获得低成本天然气的影响。尽管低排放氢基燃料[57]尚未形成全球市场，其发展速度和规模仍存在不确定性，但过去一年中已发生若干值得关注的商业运输，可视为物流、认证和监管方面的示范：

- 2026 年初，远景能源将世界首批电解氨商业货物从其位于中国内蒙古的工厂运往韩国蔚山港的乐天精密化学，该批货物根据国际可持续和碳认证（ISCC）计划获得认证。
- 2026 年初，丹麦 Solar Park Kassø 项目的 250 万升电解甲醇（0.4 千吨 H_2-eq）运往德国，并按 ISCC 标准认证为非生物来源可再生燃料。
- 2025 年 10 月和 11 月，CF 工业从美国路易斯安那州出口了以天然气配合碳捕集、利用与封存（CCUS）生产的低排放氨（NH_3），并依据“经核验的氨碳强度”计划获得认证。其中包括运往比利时安特卫普港的 2.35 万吨氨（4 千吨 H_2-eq），供 Envalior 用于己内酰胺生产；以及运往保加利亚瓦尔纳港的 5 千吨氨（1 千吨 H_2-eq），用于 Agropolychim 的氮肥生产。

虽然远景能源和 Solar Park Kassø 的运输体现的是双边安排，CF Industries 的出口则由贸易商托克集团负责，作为中间商管理物流并交付给终端用户。由于市场仍处于萌芽阶段，长期双边合同仍是主导模式（表 5.1），可提供收入确定性，从而降低融资成本。随着市场成熟和规模扩大，贸易公司可能在聚合供需、促成短期交易、提供目的地灵活性以及支持价格发现方面发挥更大作用，从而增强市场流动性。例如，中国贸易商 Ampro 已与华北至少四家生产商锁定 2028 年前约 30 万吨/年的电解氨。

表5.1 2025–2026 年选定面向出口、新增或更新承购协议的低排放氢燃料及衍生产品项目

项目与出口商	产品及预期用途	承购方与进口地区	规模*	协议类型及预计首次交付年份
Blue Point，美国	氨 电力混燃 工业炉	Jera、三井物产（Mitsui）（日本）	500 千吨/年 NH_3（JERA 90 千吨/年 H_2）、280 千吨/年 NH_3（三井物产 50 千吨/年 H_2）	承购方为股东（2030 年）

[57] 关于《全球氢能展望》中低排放氢定义的详细信息，见附录。

IEA. CC BY 4.0.

项目与出口商	产品及预期用途	承购方与进口地区	规模*	协议类型及预计首次交付年份
AM Green Ammonia Kakinada，印度	氨	Uniper（德国）	500 千吨/年 NH_3（90 千吨/年 H_2）	长期有约束力承购协议（2028 年）
远景能源赤峰工厂，中国	氨 电力混燃 船用加注燃料	乐天精密化学（韩国）、丸红（Marubeni，亚太地区）	未披露	长期承购协议（2025 年第四季度）
RIL 新能源平台，印度	氨	三星（Samsung，韩国及其他地区）	未披露；价值超过 30 亿美元	15 年期有约束力采购协议（2028–2029 年）
延布绿氢与氨中心，沙特阿拉伯	氨 氨裂解后注入管道	巴登-符腾堡能源公司（EnBW，德国）	未披露	谅解备忘录（MoU）
L&T Energy GreenTech 坎德拉工厂，印度	氨 船用加注	伊藤忠商事（ITOCHU，在新加坡加注）	300 千吨/年 NH_3（55 千吨/年 H_2）	长期照付不议承购协议
ATOME La Villeta，巴拉圭	硝酸铵钙（CAN）化肥	雅苒（Yara，全球）	26 万吨/年硝酸铵钙（20 千吨/年 H_2）	10 年期有约束力承购协议（2029 年）
Pacifico Mexinol，墨西哥	甲醇 化工	三菱瓦斯化学（Mitsubishi Gas Chemical，日本及其他亚洲地区）	100 万吨/年甲醇	长期承购协议（2029 年）
Meranti Green Steel 杜库姆项目，阿曼	热压铁（HBI） 电弧炉	蒂森克虏伯材料贸易（Thyssenkrupp Materials Trading，欧洲）与 Interfer（欧洲）、Meranti（泰国）、嘉能可（Glencore，全球）	250 万吨/年 HBI（40%归 Thyssenkrupp、10%归 Interfer、50%归 Glencore 与 Meranti）	确定承购协议
ACME 绿色钢铁项目，阿曼	HBI/直接还原铁（DRI） 电弧炉	Stavian Industrial Metal（越南）	80 万吨/年 HBI/DRI	10 年期有约束力承购协议

*对于未报告氢气消费量的项目，可能将天然气重整或基于天然气的还原工艺与直接电解氢注入相结合。这种情况下不显示氢当量，因为其取决于原料或还原气混合物中电解氢的份额，而该份额因项目而异，并可能随时间变化。

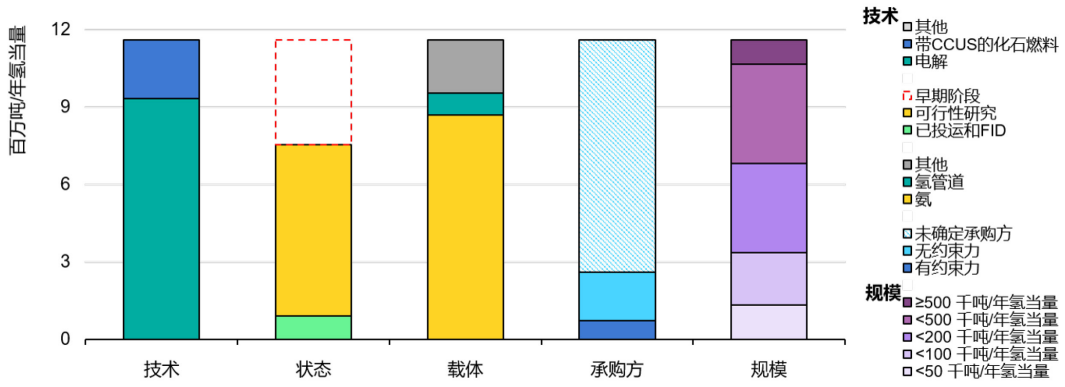
注：H_2 指氢当量（H_2-eq）。对于尚未达到 FID 的项目，有约束力或确定的承购协议被视为以项目推进至 FID 为条件。

IEA. CC BY 4.0.

贸易是众多项目公布的主要驱动因素

到 2030 年，面向出口的项目约占 1200 万吨/年 H_2-eq，如果所有已公布项目都得以实现，将占低排放氢潜在总产量的 40%以上。这表明，国际市场发展预期是项目公布的关键驱动因素。电解项目瞄准出口市场的可能性比碳捕集、利用与封存（CCUS）项目高出约 30%，反映出欧洲对 CCUS 基进口产品的资格认定存在不确定性。然而，进展仍然有限：潜在贸易量中只有不到 8%（接近 100 万吨/年 H_2-eq）来自已承诺生产，即已投运、在建或已作出最终投资决策（FID）的项目。相比之下，整个低排放氢项目规划到 2030 年的这一比例约为 16%。

图5.1 2030 年已公布、拟用于出口的低排放氢及氢基燃料项目



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS=碳捕集、利用与封存；FID=最终投资决策。规模指估算的年通过量，而非装机容量。

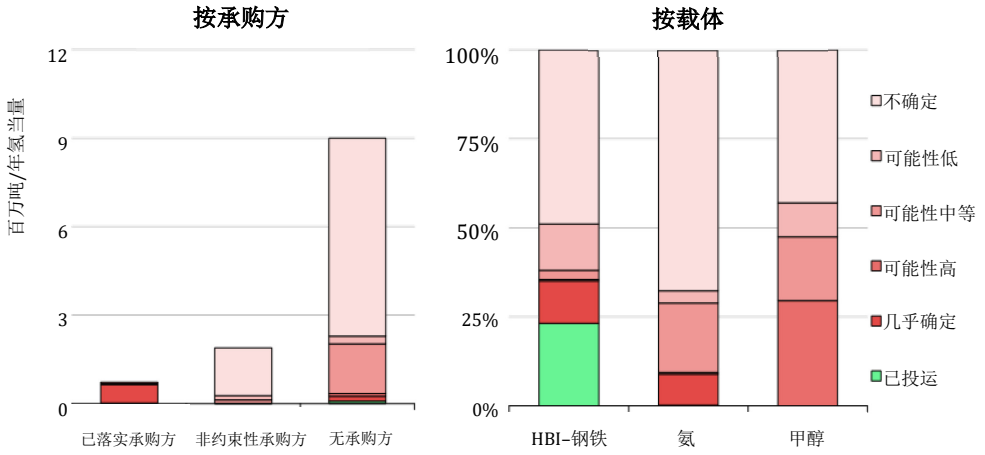
来源：IEA（2026），IEA 氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）。

到 2030 年，贸易预期支撑超过 40%的已公布低排放氢规模。

从所有项目类型看，到 2030 年已承诺产量为 430 万吨/年氢当量，其中面向出口的项目约占 20%。这一比例远低于其在已公布产量中 40%的占比，说明出口导向项目推进至 FID 的比例约为整个项目规划的一半。根据我们评估到 2030 年低排放氢生产实际可行规模的方法（见第 3 章），除已实现贸易或几乎确定实现贸易的 100 万吨/年氢当量外，2030 年前有较大潜力落地的额外贸易量估计仅为 10 万吨/年氢当量。

IEA. CC BY 4.0.

图5.2 2030 年已确定承购方和载体的低排放氢贸易项目可能性



IEA. CC BY 4.0.

注：HBI = 热压铁。

来源：IEA（2026），IEA 氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）。

到 2030 年，低排放氢贸易量可能达到约 100 万吨/年，但大部分项目规划仍不确定，主要原因是承购有限。

出口导向项目进展较慢有多重原因：

- **缺乏承购方。**只有约五分之一的贸易导向项目确定了潜在承购方，其中仅30%为确定承诺，其余基于无约束力协议或谅解备忘录。
- **项目规模大。**贸易导向项目通常规模较大，以符合国际贸易所需体量。约70%的贸易量来自估算年通过量超过 100 千吨/年氢当量的项目，40%来自超过 200 千吨/年的项目；而在整个已承诺投资的项目规划中，这两个比例分别为 50%和 30%。由于多数贸易导向项目采用电解工艺，其估算年通过量远高于目前运营中最大的电解制氢工厂（约 30 千吨/年）。已承诺项目中仅有 9 个的估算通过量超过 100 千吨/年，其中只有 2 个为电解项目，碳捕集、利用与封存（CCUS）项目规模更大。规模较小的项目仍可通过基于证书的方式参与，例如簿记与申领，[58]而非专门的物理输送，尤其是在与现有化石基贸易基础设施毗邻时。

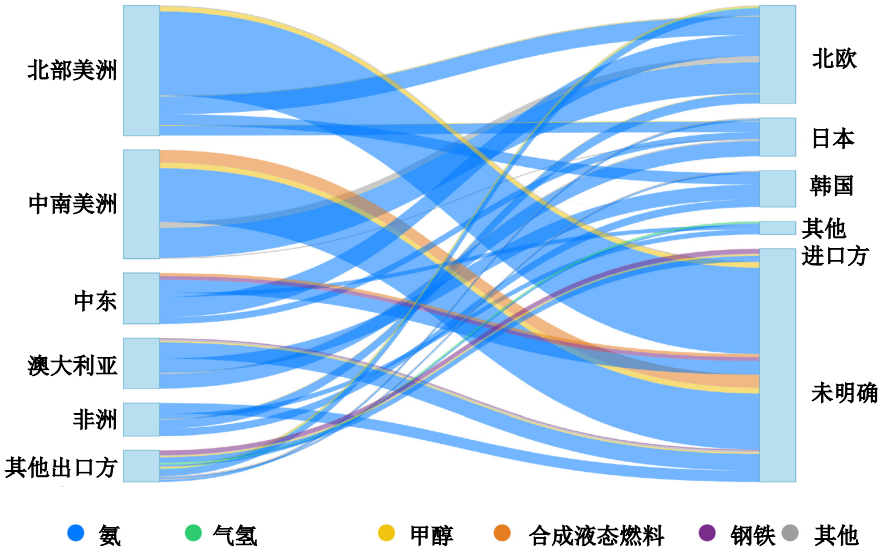
[58] 簿记与申领（book-and-claim）系统允许产品的环境属性与物理产品本身分开交易。在该模式下，经认证的低排放生产会产生证书，买方购买证书后可申领相应的环境属性，而无需从生成证书的生产商处接收实物产品。这可以在专用基础设施建成之前，为低排放氢基产品建立早期市场。近期案例包括百事公司与 TalusAg 之间的低碳氨属性协议。

IEA. CC BY 4.0.

- **基础设施准备不足。**约四分之三的贸易量拟以氨的形式交易，相当于近 5000 万吨/年，而目前全球氨贸易量不足 2000 万吨/年。就已承诺项目而言，针对性投资正试图弥补部分港口基础设施缺口。不过，贸易规模的大幅扩大需要提升港口处理能力和扩大船队。

- **高度集中于融资成本较高的新兴经济体。**贸易导向项目的公布高度集中于拉丁美洲（占已公布规模的最大份额）和非洲（占比也相当可观）。剔除概念阶段项目后，拉丁美洲仅次于北美。在这些地区，即使可再生资源优越，较高的融资成本也可能削弱项目竞争力。

图5.3 2030 年按载体划分的低排放氢双边贸易流（不含早期阶段项目）



IEA. CC BY 4.0.

注：“未明确”指进口目的地尚未确定或披露的项目。未纳入的早期项目指仍处于概念阶段、尚未进入可行性研究的项目。图中所示总贸易量到 2030 年相当于 750 万吨/年氢当量。

来源：IEA（2026）IEA 氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）。

与今天的化石燃料贸易相比，潜在供应商将比进口国更加多元，但规模扩大需要基础设施的大幅扩张。

从已达成有约束力承购协议（表 5.1）并接近 FID 的项目中，可以总结出项目取得进展所需的条件：

- **有竞争力的供应与出口基础设施：** Blue Point 和 Pacifico Mexinol 受益于可通过现有管道输往墨西哥太平洋沿岸的低成本美国天然气。Mexinol 已获得长期天然气供应协议和港口泊位使用权，可在现有设施基础上增加专用处理基础设施。电解项目将低成本电力与高利用率相结合：ATOME La

IEA. CC BY 4.0.

Villeta 项目与伊泰普水电站（Itaipu）签订了基荷水电购电协议；AM Green Ammonia 的卡基纳达（Kakinada）项目计划通过抽水蓄能实现 85%的容量系数；远景能源赤峰工厂拥有良好的可再生资源和较低的设备成本。在阿曼，项目拥有廉价的天然气（用于直接还原铁生产）、良好的低排放氢掺混可再生资源以及杜库姆（Duqm）现有的港口基础设施。

- **需求侧市场与政策激励：** 雅苒（Yara）的“气候选择化肥”（Climate Choice Fertilisers）计划支撑了包括 ATOME 在内的多项承购协议，百事公司（PepsiCo）等食品企业正寻求从土豆开始实现供应链脱碳。Meranti Green Steel 的承购方拥有强有力的政策激励，欧盟碳边境调节机制（CBAM）于 2026 年进入正式实施阶段，提高了碳密集型钢铁进口的成本。

- **获得可负担的融资：** ATOME 已获得多家国际公共金融机构的债务承诺；Pacifico Mexinol 正与潜在公共贷款机构推进融资谈判（见第 6 章）。ACME 在阿曼的直接还原铁项目已获得印度国有的印度电力金融公司（Power Finance Corporation）旗下 REC 的融资。

公共支持机制开始解决贸易面临的主要障碍之一（表 5.2）：缺乏长期价格确定性，以降低早期项目的风险。

表5.2 支持低排放氢及氢基燃料进口的政府机制及其进展，2025 年第三季度–2026 年第一季度

进口国	产品	供应地区	政策类型	状态与说明
德国	符合欧盟 RFNBO 标准的甲醇	欧盟/欧洲自由贸易联盟（EFTA）以外地区	H2Global 采购招标	招标已截止，合同正在谈判。 预算：由 3 亿欧元提高至 4.38 亿欧元。
德国	产品开放，符合欧盟 RFNBO 标准（H_2、NH_3 或甲醇）	非洲、亚洲、北美和南美与大洋洲	H2Global 采购招标（4 个批次）	招标已截止，合同正在谈判。 预算：每批次由 4.84 亿欧元提高至 5.8 亿欧元。
德国、荷兰	载体开放，*符合欧盟 RFNBO 标准	全球（德国和荷兰除外）	H2Global 采购招标	招标已截止，合同正在谈判。 预算：联合资助 5.67 亿欧元。
德国	产品开放，符合欧盟 RFNBO 标准（H_2、NH_3 或甲醇）	加拿大	H2Global 双边采购招标	2026 年 1 月获得国家援助批准，招标设计进行中 预算：4 亿欧元。

IEA. CC BY 4.0.

进口国	产品	供应地区	政策类型	状态与说明
德国	符合欧盟 RFNBO 标准的压缩氢气	丹麦	通过拍卖即服务（AaaS）机制**分配的政府补贴	2026 年 5 月获批为最长 10 年的直接补贴，3 个项目中标（合计 590 兆瓦）预算：13 亿欧元。
德国	不适用	澳大利亚	H2Global 双边采购招标	公众咨询已结束；预计 2026 年上半年招标 预算：4 亿欧元。
日本	氢基燃料（≤3.4 公斤 CO_2 当量/kgH_2，≤0.87kgCO_2-eq/kgNH_3，井口到厂门）	全球	氢基燃料差价合约（CfD）机制	日本经济产业省（METI）为来自美国 Blue Point 项目的 78 万吨/年氨进口向 JERA 和三井物产（Mitsui）提供 15 年期补贴。
韩国	H_2 和 NH_3（≤4kgCO_2-eq/kgH_2，井口到厂门）	全球	清洁氢能组合标准（CHPS）招标	2025 年 10 月韩国电力交易所取消招标。

*在“载体开放”批次中，氢气必须是最终产品，但供应商可自由选择任何运输方式（如液态有机氢载体[LOHC]、氨），前提是交付前将载体再转化为氢。

**通过欧洲氢能银行（European Hydrogen Bank）拍卖即服务（AaaS）机制分配，该机制允许国家资金支持在 2026 年结束的欧洲氢能银行拍卖中满足全部标准但未获得欧盟资金的项目。

注：AaaS = 拍卖即服务；CfD = 差价合约；CHPS = 清洁氢能组合标准；EFTA = 欧洲自由贸易联盟；METI = 日本经济产业省；NH_3 = 氨；RFNBO = 非生物来源可再生燃料。“井口到厂门”排放包括氢气离开生产设施前产生的排放；“井口到车轮”排放还计入运输、储存和终端使用。

输送与地下储氢

管道输送

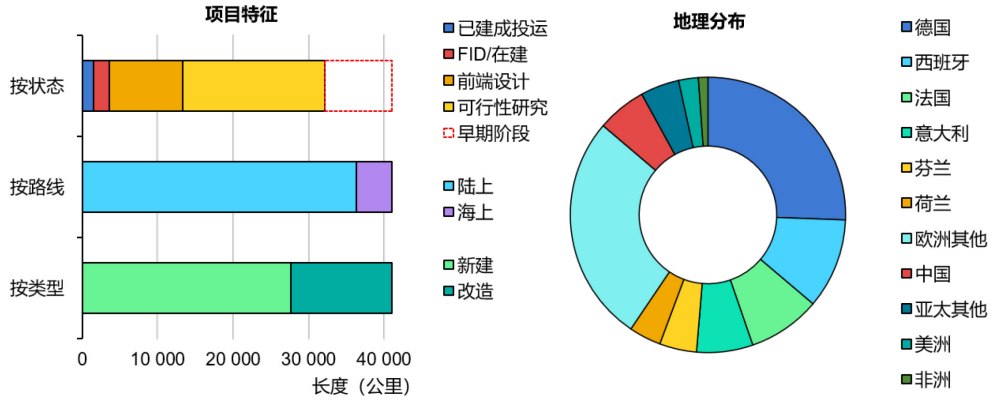
全球在运营的氢能配送管道超过 5000 公里，主要连接炼油厂和化工设施。这些系统与天然气网络差异显著：通常为私营、陆上，采用小口径管道，在低压、稳态流条件下进行短距离输送。它们与正在规划的未来氢能输送网络相似度有限——未来网络需要更大口径、更高压力、受监管的开放准入框架，并能通过压力调节和管道储气（linepack）管理负荷波动。这一转变正在推动全球管道标准的更新。目前氢能管道通常按美国机械工程师学会（ASME）B31.12 标准设计，但该标准对高压输送而言被认为偏保守。广泛应用于天然气输送和配送的 ASME

IEA. CC BY 4.0.

B31.8 标准正在增加专门的氢例外章节，预计 2026 年底发布，与此前 2025 年增加的 CO_2 例外章节类似。在海上氢能管道方面，挪威船级社（DNV）于 2026 年 3 月发布了首个推荐做法 DNV-RP-F123，为新建和现有管道输送氢气及氢混合物提供了具体指南，补充了既有的海底管道标准 DNV-ST-F101。

已公布的氢能输送管道项目（含新建和天然气管道改造）到 2035 年总长超过 4 万公里[59]。然而，其中仅 9%已作出最终投资决策（FID）、处于在建或已投运状态。自上一版《全球氢能展望》（GHR-25）以来进展明显加快，已投运和在建氢能管道总长增加近 1500 公里，增幅达 70%。虽然当前氢能管道建设活动相对于项目数量看似有限，但天然气输送管道在过去四十年的年均扩建量也不过约 1.5 万公里。因此尽管氢能管道发展步伐较慢，但规模差异并没有表面看起来那么显著。

图5.4 2035 年按类型和地区划分的已公布全球氢能输送管道长度



IEA. CC BY 4.0.

注：FEED = 前端工程设计；FID = 最终投资决策。“欧洲其他地区”包括阿尔巴尼亚、奥地利、比利时、波黑、保加利亚、克罗地亚、捷克、丹麦、爱沙尼亚、希腊、匈牙利、爱尔兰、拉脱维亚、立陶宛、波兰、葡萄牙、塞尔维亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、瑞典、瑞士、乌克兰和英国。这些国家各自的已公布氢能输送管道总长均低于荷兰——荷兰是图中单独列示的欧洲国家中管道最短的国家。虽然本报告一般以 2030 年作为报告年份，但基础设施部分采用 2035 年，以反映其规划建设周期更长。关于已公布氢能管道项目的更多详情可参见 IEA 氢能追踪平台（Hydrogen Tracker）。

来源：IEA（2026），IEA 氢能基础设施项目数据库（2026 年 6 月）。

2025 年全球首条高压氢能管道投运，但到 2035 年已公布的 4 万公里中仅约 9%获得投资承诺。

管道项目在地理上仍高度集中，尤其是欧洲和中国，这两个地区自 GHR-25 发布以来已取得多项里程碑。

[59] 与新建氢能输送管道或天然气管道改造为氢能相关项目公告的完整清单，见 IEA 氢能基础设施数据库（2026 年 6 月）。

IEA. CC BY 4.0.

新建氢能管道相关进展

- 2025 年 10 月，中国开工建设全球最长的氢能管道——位于河北的康保—曹妃甸管道（全长 1038 公里，155 万吨/年，72bar，管径 0.8 米）。该管道预计 2026 年底投运，将连接风能资源丰富的张家口地区（康保）与工业中心和港口曹妃甸。2025 年 9 月，华电达茂旗—包头管道（195 公里，10 万吨/年，63bar，管径 0.5 米）也开工建设，预计数月内完工。该项目虽然更偏区域性，但属于内蒙古规划的氢能输送网络的一部分，将可再生资源丰富的产氢区与包头的工业需求连接起来。此外，中石化“西氢东送”管道预计于 2026 年开工建设。这条 1145 公里的管道（10 万吨/年）从内蒙古乌兰察布经山西、河北和北京延伸至天津，将成为中国首条跨省氢能管道，把可再生资源优越、可用于大规模生产的地区与东部和南部的主要工业消费地连接起来。

- 荷兰鹿特丹港周边氢能管道网络的首段 32 公里于 2025 年 8 月完工（2024 年 4 月开工），随后进入投运阶段，包括氢气填充和升压。该管道从马斯弗拉克特（Maasvlakte）延伸区通往附近的工业用户，包括目前年消费约 50 万吨氢的炼油厂和化工厂。2026 年 3 月，首个生产项目——壳牌 200 兆瓦 Holland Hydrogen1——与管网完成焊接连接。尽管有所延误，该项目预计 2026 年底投产，向壳牌位于佩尔尼斯（Pernis）的炼油厂供氢。其他开发商，包括 Uniper 通过其规划的 500 兆瓦 H2Maasvlakte 项目，也在研究管网连接。这条氢能管道与 Porthos 项目的 CO_2 管道并行敷设，两者在 19 公里路段上仅相距 40 厘米。虽然这增加了施工复杂性，但也说明多品类基础设施协同开发相比分开建设可降低建设成本。

- 海上氢能管道项目仍处于早期阶段，但部分项目正在推进。2025 年 7 月，法国和西班牙的三家输送系统运营商（TSO）成立了专门的项目公司，开发 BarMar（巴塞罗那—马赛）管道并支持项目融资。2025 年 11 月完成了地球物理勘测，确认了 BarMar 的技术可行性[60]。2026 年 2 月，沃利（Worley）和 StreamTec 被选定为德国北海 AquaDuctus 海上氢能管道提供设计、采购和施工（EPC）服务。

天然气管道改造为氢能管道的相关进展

- 2025 年 12 月，**德国**“让氢能成为现实”（Flow–Making Hydrogen Happen）

[60] 项目融资允许项目风险和融资与发起人资产负债表隔离，不体现在发起人资产负债表上。

IEA. CC BY 4.0.

项目北段（卢布明—萨克森/安哈特）首批 400 公里的改造在不到一年内完成。这是迄今全球最大的管道改造项目，但反映了较为特殊的条件：该管道最初是为从波罗的海“北溪”登陆点向德国南部输送天然气而建，处于闲置状态。有约束力的容量预订于 2026 年 3 月开放，作为德国更大范围管网容量预订的一部分（见表 5.3）。

- 2025 年 8 月，Thyssengas 开始改造荷兰与德国之间的 53 公里跨境管道 Vlieghuis-Ochtrup，预计 2027 年投运。该管道是首条物理跨境连接，使荷兰能够通过阿姆斯特丹、埃姆斯哈芬和鹿特丹港向德国的 GET H2 走廊以及泽兰省（Zeeland）的盐穴储氢设施输送氢。它还将向杜伊斯堡的 Thyssenkrupp 工厂和鲁尔区其他化工基地供氢。有约束力的容量预订也于 2026 年 3 月开放。

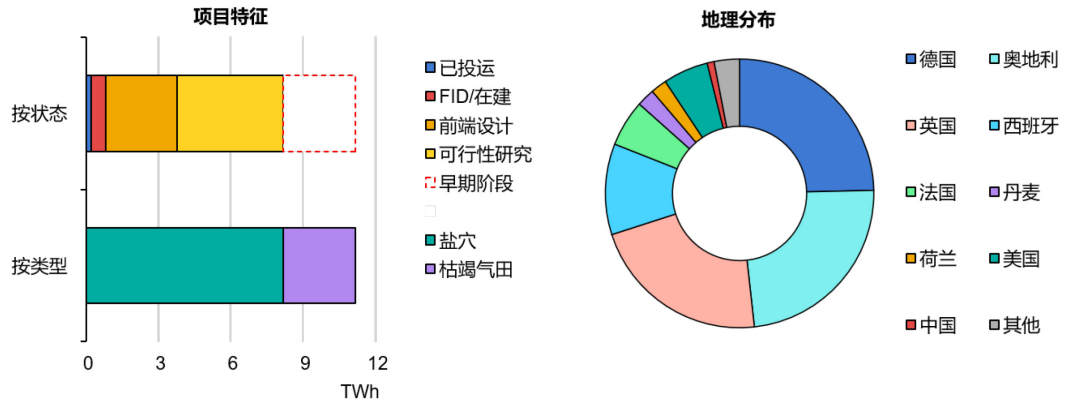
地下储氢

地下储气是天然气系统的关键组成部分，提供调峰和灵活性，以应对季节性需求波动和供应中断。全球地下储气能力约为 5000 亿立方米，相当于年天然气需求量的约 10%，其中近 90%为孔隙型储层，主要是枯竭气田。地下储氢可提供类似服务，但储氢需求可能呈现不同模式。与天然气以季节性供暖需求为主要驱动不同，氢储存需求可能更多受工业运行模式、可变的电解生产和氢及氢基产品贸易兴起的影响。因此短期内，地下储氢的最大价值可能在于调节可变生产与需求之间的短期平衡；长期来看，它还可以通过降低供应中断和价格波动（包括地缘政治风险相关波动）的冲击来增强能源安全。

地下储氢的技术成熟度正在多种地质构造中推进，近期示范项目提供了支撑（见第 6 章）。但从示范到商业规模部署的转化仍然有限。如果所有已公布的地下储氢项目（包括新建设施和天然气储气设施改造）到 2035 年全部实现，可提供约 11 太瓦时的储氢能力（相当于 33.5 万吨氢）。但其中仅略高于 7%已作出最终投资决策（FID）或处于在建状态，不足已承诺低排放氢项目（已投运或已作出 FID）估算年产量的 0.6%。如果所有已公布项目全部实现，到 2035 年全球地下储氢能力按能量计将相当于当前盐穴和盐丘天然气储气能力的约 2%。

IEA. CC BY 4.0.

图5.5 按技术、状态和地区划分的已公布全球地下地质储氢能力，2035 年



IEA. CC BY 4.0.

注：FEED = 前端工程设计；FID = 最终投资决策。“盐穴”包括盐穴和盐丘地下储氢。已公布地下储氢项目的更多详情可参见 IEA 氢能追踪平台。

来源：IEA（2026），IEA 氢能基础设施项目数据库（2026 年 6 月）。

在建的商业规模地下储氢设施很少，到 2035 年已公布的超过 11 太瓦时（33.5 万吨氢）能力中仅有 7%达到 FID。

美国与欧洲的相关进展

目前，美国有一处商业规模储氢设施在建，欧洲有一处（另有少数为化工行业服务的传统盐穴不在此列）。其他多数项目仍处于示范规模，旨在验证技术并积累运营经验。GHR-25 发布以来已取得多项里程碑。

- 在美国，11 千吨氢的 Delta ACES 储氢项目于 2025 年开始调试，包括注入氢垫底气，并于 2025 年 12 月完成首个完整生命周期测试，目前处于调试最后阶段。两个盐穴的储氢能力约为 370GW 时，比 2024 年全球公用事业规模固定式电池储能装机容量高出约 10%。虽然全球在运的最大氢盐穴储氢设施单个盐穴能力与之相当，但 Delta ACES 将是首个达到该规模且与电解氢相连的项目。

- 在德国，RWE 于 2025 年继续建设 Epe-H2 项目（115GW 时，3.4 千吨氢），首个盐穴预计 2026 年年中开始注氢。2026 年 1 月，欧洲互联设施（CEF）拨付 1.2 亿欧元支持第二个盐穴建设，该盐穴尚待 FID。这是 CEF 资金首次用于氢能基础设施建设，此前对氢的支持仅限于研究。

IEA. CC BY 4.0.

中国地下储氢相关进展

与欧洲或美国相比，中国的地下储气能力相对天然气需求的比例更低，盐穴储气尤为如此。这主要是因为中国以薄层、多夹层的层状盐岩地层为主，制约了盐穴的开发。这些地质条件不仅影响了天然气储气，预计也将限制氢储存潜力。此类地层中的盐腔往往更扁平，有时呈水平展布，比欧洲和美国盐丘地区典型的高大圆柱形盐腔更复杂、造价更高。尽管如此，中国近年来快速扩建地下天然气储气设施，储气能力在 2020 年至 2023 年间几乎翻了一番。在此基础上，过去几年已启动多个储氢试点项目，以开发适应中国地质条件的方案，主要集中在盐穴储气部署领先的省份。

- 中盐集团（China Salt Group）和清华大学正在江苏开发两个大型氢盐穴，总容量 3000 万立方米（2.7 千吨氢），用作循环储氢测试平台。2025 年 9 月已就设计和技术服务发布招标。
- 河南平煤神马盐穴于 2025 年 9 月完成储氢试验，2026 年开始运营（150 万立方米，135 吨氢）。

内衬硬岩洞室相当于大型地下储罐，所需垫底气较少，注氢和采氢速度更快。与受地质条件约束较大的盐穴、枯竭气田或咸水层不同，硬岩洞室可在多种地点开发。

- 2024 年 12 月，中国首个岩洞储氢试点——湖北大冶深地储氢科研中试项目开工建设，2025 年取得隧道掘进和衬砌等进展。该项目包含一个 5 万标准立方米（4.5 吨氢）的水平隧道式洞室。建成后预计将成为全球最大的硬岩储氢设施，也是首个采用水平隧道设计并利用废弃矿井巷道降低建设成本的同类设施。2023 年成立的湖北深地储能技术创新中心为相关研究提供支持，目标是打造国家级储氢测试平台。

港口基础设施

海运支撑着全球经济，是能源安全的关键支柱，可提供多元化的供应路线，减少对管道等固定基础设施的依赖。港口还拥有大量储存能力，可缓冲供需的短期失衡。因此，除物流功能外，港口还是管理能源库存、应对中断和支持市场稳定的战略资产。在此背景下，欧盟委员会于 2026 年 3 月通过了《欧盟港口战略》和《欧盟工业海事战略》（EU Ports Strategy / EU Industrial Maritime Strategy），确认港口对氢能进口走廊和船运替代燃料供应至关重要。值得注意的是，日本通过《氢能社会促进法》（Hydrogen Society Promotion Act）框架

IEA. CC BY 4.0.

下的“枢纽开发支援制度”（Hub Development Support Scheme）为港口基础设施提供支持，该制度于 2025 年初开始受理枢纽开发前端工程设计（FEED）支持申请。2026 年 3 月，Hekinan 和 Tomakomai 氨进口枢纽成为该计划首批获批项目。

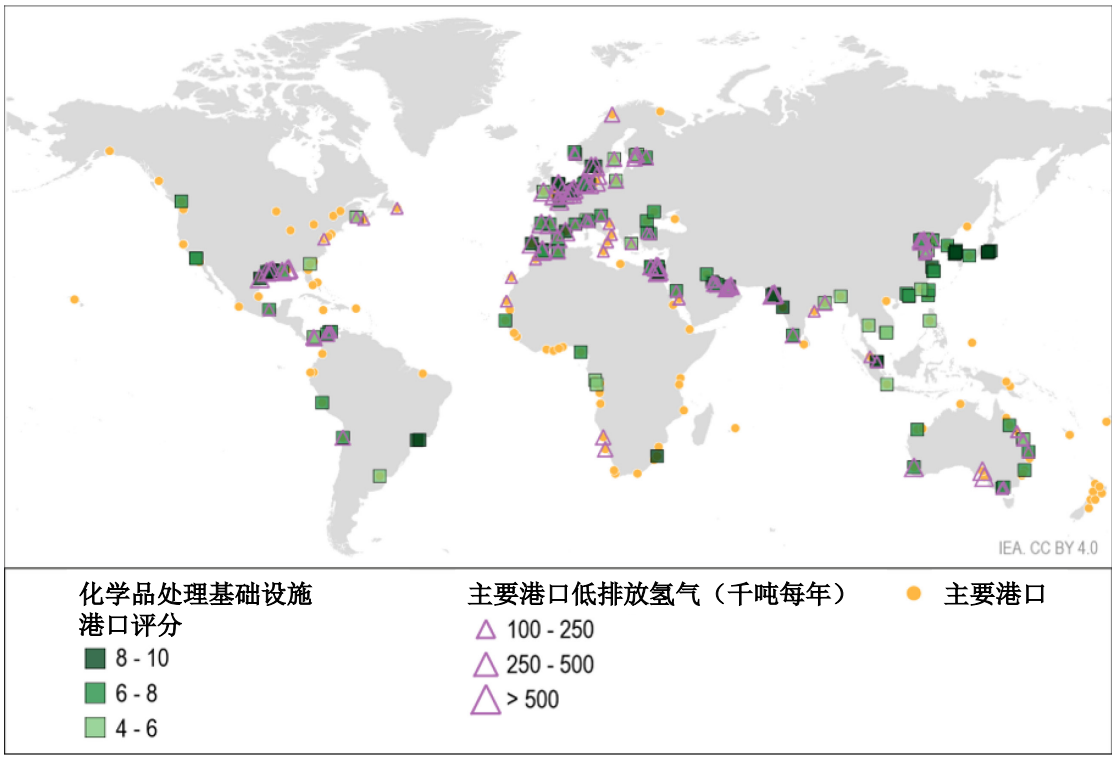
即使所有已公布项目都出人意料地全部落地，到 2030 年低排放氢贸易量预计仍将有限，低于 1200 万吨氢。不过，其规模预计将大于氢衍生物贸易。氨提供了一个说明性例子，它是迄今拟出口项目最青睐的载体。如果所有面向氨贸易的项目都推进，其规模可能达到当前氨贸易量的两倍以上，意味着需要大量新增基础设施。与当前高度集中的氨供应基础相比，潜在出口国更加多元化，将进一步提高这些要求。

到 2030 年，超过 50%的已公布低排放氢生产项目位于距高吞吐量港口[61]250 公里范围内，500 公里内则接近 70%。这表明贸易和船用燃料加注都可能在这些项目中发挥重要作用。约有 50 个高吞吐量港口可在 250 公里范围内获得至少 20 万吨/年的氢，500 公里范围内增至 90 个以上。这种强烈的空间契合凸显了港口与低排放氢项目开发之间的协同潜力。尽管已公布项目规划较 GHR-25 收录的项目减少 25%，但识别出的港口数量仅减少约 15%。这表明总体格局基本不变：如果项目落地，港口仍能从邻近项目获得可观规模的低排放氢。

[61] 高吞吐量港口指全球 114 个处理大量集装箱、干散货或油轮运输的主要港口，另有 128 个目前在加注方面发挥重要作用的港口。

IEA. CC BY 4.0.

图5.6 2025 年高吞吐量港口的化学品处理基础设施评分，以及基于已公布项目到 2030 年港口附近可获得的低排放氢基燃料



注：本图表示如果所有已公布、目标 2030 年投运的项目均实现，各主要港口 500 公里半径内的潜在低排放氢供应量，不论其公布终端用途。未考虑邻近港口之间的重叠，因此图中数字为每个港口的非加总示意供应量，而非专属或实际落实量。仅显示低排放氢供应量超过 10 万吨/年 H_2 的港口。化学品处理基础设施评分范围为 0 分（完全没有储存设施）至 10 分（具备氨、液化石油气（LPG）、甲醇和液化天然气（LNG）储存设施）。

来源：IEA（2026），IEA 氢能基础设施项目数据库（2026 年 6 月）；IEA（2026），IEA 氢能生产项目数据库（2026 年 6 月）。

如果所有项目都实现，近 50 个港口可能获得至少 20 万吨/年的氢，其中半数港口还显示出较高的化学品处理能力。

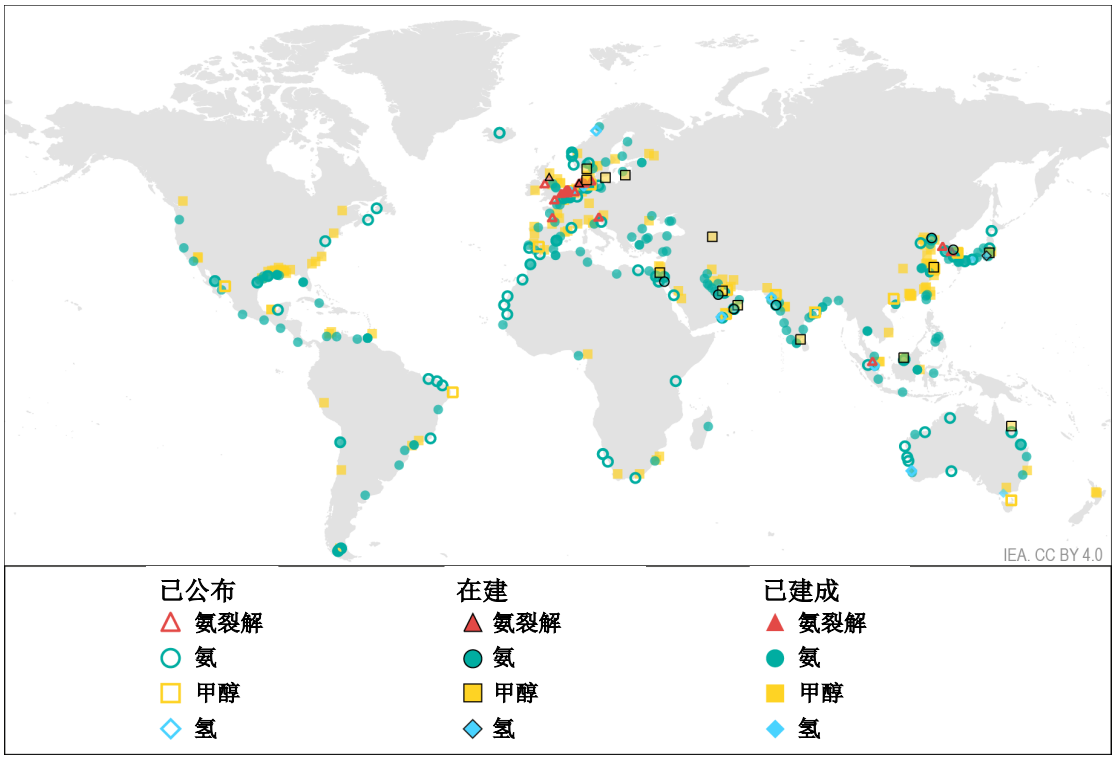
目前船用燃料以液体油基燃料为主，液化天然气（LNG）和液化石油气（LPG）占比很小（约 6%），二者在常温条件下为气态。转向包括氢基燃料在内的低排放燃料，需要调整现有港口基础设施和燃料处理系统，包括额外投资、土地供应、新建工程和许可审批。拥有化学品处理经验、成熟监管框架、熟练人员和现有储存资产的港口，更有可能通过快速扩大加注基础设施来支持早期部署。为评估这一准备程度，IEA 于 2025 年制定了化学品处理基础设施评分 [62]，基

[62] 化学品处理基础设施评分计算公式为：评分 = 3 × NH_3 + 3 × LPG + 3 × MeOH + 1 × LNG，其中每个变量为二值变量：若港口具备该载体（NH_3、LPG、MeOH 或 LNG）的储存设施则为 1，否则为 0。基础设施评分范围为 0 分（完全没有储存设施）至最高 10 分（NH_3、LPG、MeOH 和 LNG 储存设施齐全）。

IEA. CC BY 4.0.

于港口现有的氨（NH_3）、LPG、甲醇（MeOH）和 LNG 基础设施计算，并已应用于今年的更新项目规划。近 80 个港口得分超过 5 分（满分 10 分），表明其基础设施与运营能力组合可促进低排放燃料的应用。这一得分与 GHR-25 基本持平，因为新增港口基础设施大多限于 LNG 码头。其中约 25 个港口可在 250 公里范围内获得超过 20 万吨/年的氢，500 公里内增至近 45 个，使其成为低排放氢基燃料贸易和加注的早期候选港口。

图5.7 已公布和在建的氢及氢基燃料贸易与加注港口基础设施项目



来源：IEA（2026），IEA 氢能基础设施项目数据库（2026 年 6 月）。

目前已有约 170 个氨码头和 130 个甲醇码头，尽管甲醇公告较少，但甲醇港口基础设施在建项目多于氨。

尽管存在这些机遇，港口基础设施投资相对于公告仍然有限，因为许多公告与尚未走向承诺投资的低排放氢项目相关联。鹿特丹港开展的一项市场咨询将需求不确定性和腹地基础设施（如管道）缺乏列为主要风险，尤其是考虑到高昂的资本成本（达数亿美元量级）以及对利用率确定性的需求。多数受访者表示，码头不太可能在 2030 年前投运。作为主要进口枢纽之一，这意味着全球码头项目规划中的很大一部分将在 2030 年后才能落地。德国 TransHyDE 项目下的一项研究也强调了欧洲港口的空间制约：对化石燃料基础设施的持续需求限制了可用于新建低排放燃料设施的土地。

IEA. CC BY 4.0.

港口氨基础设施

目前，近 60 个国家有 170 多个氨码头在运营，总储存能力约 650 万吨氨。现有基础设施可承受一定程度的利用率提升，但各地仍在规划新码头，尤其是目前缺乏基础设施或预期吞吐量较高的潜在出口地区。

已有 30 个国家提出新建氨码头，其中多个国家目前没有此类基础设施。许多情况下，这些项目与特定的贸易导向型低排放氢项目密切相关。因此，这些项目向最终投资决策（FID）推进缓慢也拖累了相关港口基础设施的开发。不过，近期与中东冲突相关的化肥供应链中断，重新引发了关于战略性氮肥储备的讨论。虽然氨相关储存因部分产品具有危险性和潜在爆炸性而面临安全挑战，但重新燃起的兴趣可能支持港口氨储存基础设施的额外投资。

目前在建的港口基础设施项目数量有限。值得注意的例子包括中国北方的开发项目，如辽宁省锦州港和盘锦港的新氨码头开工，预计将处理邻近内陆省份大型项目的出口。

氨贸易的增长可能推动氨裂解基础设施在最终需求为氢而非氨的地区发展。2025 年 11 月，液化空气集团（Air Liquide）在比利时安特卫普-布鲁日港投运了一座日产 30 吨的氨裂解装置，是同类中用于低排放氢应用的最大装置。同月，Uniper 与 thyssenkrupp Uhde 签署协议，建设多达六座大型氨裂解装置，总能力为日产 7200 吨氨，其中包括德国威廉港（Wilhelmshaven）规划中的进口码头（表 5.3）。[63]

化学品处理基础设施评分表明，早期氨加注活动更可能出现在哪些地点，尤其是已处理氨的港口。过去一年，多个高分地点的活动有所推进。在澳大利亚皮尔巴拉（Pilbara），围绕“皮尔巴拉清洁燃料加注枢纽”（Pilbara Clean Fuel Bunkering Hub）的散货船氨加注讨论正在推进，商船三井（MOL）和雅苒（Yara）等公司已签署参与谅解备忘录（MoU）。在新加坡，与伊藤忠商事（Itochu）和住友商事（Sumitomo Corporation）等日本企业的协议正在支持氨加注开发，伊藤忠于 2026 年 5 月获批开展加注试验。伊藤忠还在研究日本名古屋港的氨加注枢纽。在欧洲，OCI 与 Victrol 于 2025 年 10 月宣布合作，在荷兰和比利时开发氨加注业务。与此同时，没有现有氨基础设施的地点也在出现新动向，例如 Azane Fuel Solutions 计划在挪威蒙斯塔德（Mongstad）、弗卢勒（Florø）和里萨维卡（Risavika）建设氨加注站，2025 年获得挪威国有企业 Enova 的赠款支持。这些站点预计 2029 年投运，设计加注速度超过每小时 100 吨氨，

[63] 更大的氨裂解装置存在于核应用的重水生产中。这些装置裂解氨是为了提取氘而非生产氢，运行条件不同。

IEA. CC BY 4.0.

储存约 1.4 千吨。相比之下，目前主要港口的氨储罐能力最高可达 5 万吨。[64]

港口甲醇基础设施

目前，40 多个国家有近 130 个甲醇码头在运营。新甲醇码头的项目规划小于氨，但由于甲醇在常温下为液态、危险性较低，项目推进往往更快，这反映了较低的成本、更简单的工程和较宽松的处理监管要求。甲醇加注（而非甲醇贸易）正成为新增基础设施部署的主要驱动力，既包括此前没有甲醇储存能力的港口新建基础设施，也包括主要港口为应对不断增长的加注需求而扩建产能。

在此背景下，全球第二大加注港——荷兰鹿特丹于 2026 年开始扩建甲醇和乙醇储存能力 3 月，包括新建一座码头。韩国蔚山港也在扩建储存设施以支持甲醇加注，预计 2026 年投运。在中国，上海目标是到 2030 年加注 100 万吨/年甲醇和生物燃料，并配套专门的港口基础设施开发。在印度，坎德拉港（Kandla）正合作建设甲醇生产和加注枢纽，目标是在新加坡—鹿特丹走廊沿线作为中转补给点向船舶供应燃料。

港口液氢基础设施

以纯液态形式运输氢气尚未达到商业成熟度，与其他运输路径不同。虽然氢液化和储存技术自 20 世纪 60 年代以来已有应用（尤其是在航天领域），但大型储存设施和液氢（LH_2）运输船仍在开发中。迈向早期商业化的势头正在增强，首个大型码头和 LH_2 运输船已在建。LH_2 运输标准 ISO 24132:2024 已于 2024 年发布，修订工作正在进行中。

近年来，已有多项潜在 LH_2 贸易走廊的公告，近几个月出现了更详细的项目。2025 年 11 月，川崎重工（Kawasaki Heavy Industries）在日本川崎开工建设全球首个商业规模 LH_2 码头，预计 2030 年完工。其 5 万立方米储罐（约 3.5 千吨氢）将比目前运营的最大 LH_2 储罐大十倍以上。该规模与在同一时间框架内投入使用的 4 万立方米 LH_2 运输船计划相匹配。2026 年 3 月，EcoLog 选定凯洛格布朗路特公司（KBR）为荷兰阿姆斯特丹港的多分子码头开展前端工程设计（FEED）研究，该码头能力为 20 万吨/年 LH_2 和 180 万吨/年液态 CO_2。

[64] 主要港口的船用燃料油加注通常达每小时数百吨。约 500 吨/小时的转运速率被认为是干散货船（最可能成为氨早期用户的船型）的最佳加注速率。氨每吨的能量含量约为船用燃料油的一半，这意味着其质量加注速率和能量加注速率都低于主要港口常见水平。尽管如此，超过 100 吨/小时的转运速率可使较小的近海干散货船和海工服务船在典型港口周转时间内加注大量燃料并加满燃料舱。

IEA. CC BY 4.0.

该项目可实现两条价值链之间的冷能集成，并已与日本企业锁定设备供应。此外，新的 LH_2 贸易走廊正在探索中，包括经由德国汉堡港，以及 Gen2 Energy 在挪威 Nesbruket 和 Holandsvika 的规划项目。

评估市场基础设施需求

市场评估有助于解决基础设施开发与需求确定性之间的协调难题（表 5.3）。意向征集用于收集潜在生产商和消费者的意见，涵盖地点、数量、时间和储存需求，有助于为管网设计提供依据，并支持项目达到最终投资决策（FID）所需的有约束力容量预订。

表5.3 选定氢能输送和储氢项目的容量预订与市场调查，2025 年第三季度–2026 年第一季度

项目与国家	类型	组织方	规模	说明
丹麦氢能骨干网 1（The Seven） 丹麦	容量预订 - 管道	丹麦国家电网公司 (Energinet)	133 公里 进气和出气容量 2.7GW（其中 10%预留给短期产品）	2026 年 1 月至 12 月开放 2030–2046 年容量预订。进气点和出气点均需至少预订 0.5GW、为期 10 年，方可作出 FID。 截至 2026 年 4 月，已有 6 家公司签署协议，随时间可累计达 3.7GW。
德国氢能核心管网 德国	容量预订 - 管道	22 家天然气输气运营商	2026 年出气容量 1.7GW，2030 年 10.8GW	2026 年 3 月启动，可进行最长 7 年的有约束力预订。已收到 2.9GW 进气和出气容量申请。
北欧-波罗的海氢能走廊 芬兰、爱沙尼亚、拉脱维亚、立陶宛、波兰、德国	市场调查 - 管道	6 家天然气输气运营商	2 500 公里	2026 年第一季度启动。

IEA. CC BY 4.0.

项目与国家	类型	组织方	规模	说明
芬兰与波罗的海地区氢能市场价值链 芬兰	市场调查 - 管道	芬兰天然气管网公司 (Gasgrid)	1 400 公里（北欧氢能路线） 1 250 公里（波罗的海氢收集器）	2026 年上半年启动调查。
国家氢能输送十年发展规划 波兰	市场调查 - 管道	波兰天然气输送管道运营商 (Gaz-System)	波兰境内及其与欧洲的互联基础设施	2026 年第一季度与波兰能源监管办公室启动咨询。
西班牙氢能骨干网 西班牙	意向征集 - 管道	西班牙国家天然气公司 (Enagás)	2600 公里	2026 年第二季度启动非约束性咨询。
2027 年管网发展规划（NEP） 德国	市场调查 – 管道与储氢	氢能管网运营商（WTNB）	覆盖德国全部基础设施	德国 WTNB 与电力和天然气输气运营商于 2026 年第一季度开展市场调查。
兹韦恩丁根盐穴（Zuidwending） 荷兰	容量预订 - 储氢	荷兰氢能储运项目 (HyStock)	盐穴：5 千吨氢	预订阶段计划于 2026 年第二至第四季度开展，随后于 2027 年第一至第三季度进入协议阶段，以便在 FID 前敲定合同。
威廉港氢能进口码头 德国	容量预订 – 氨码头与裂解	Uniper	码头：260 万吨/年氨	2026 年第二季度启动非约束性阶段。

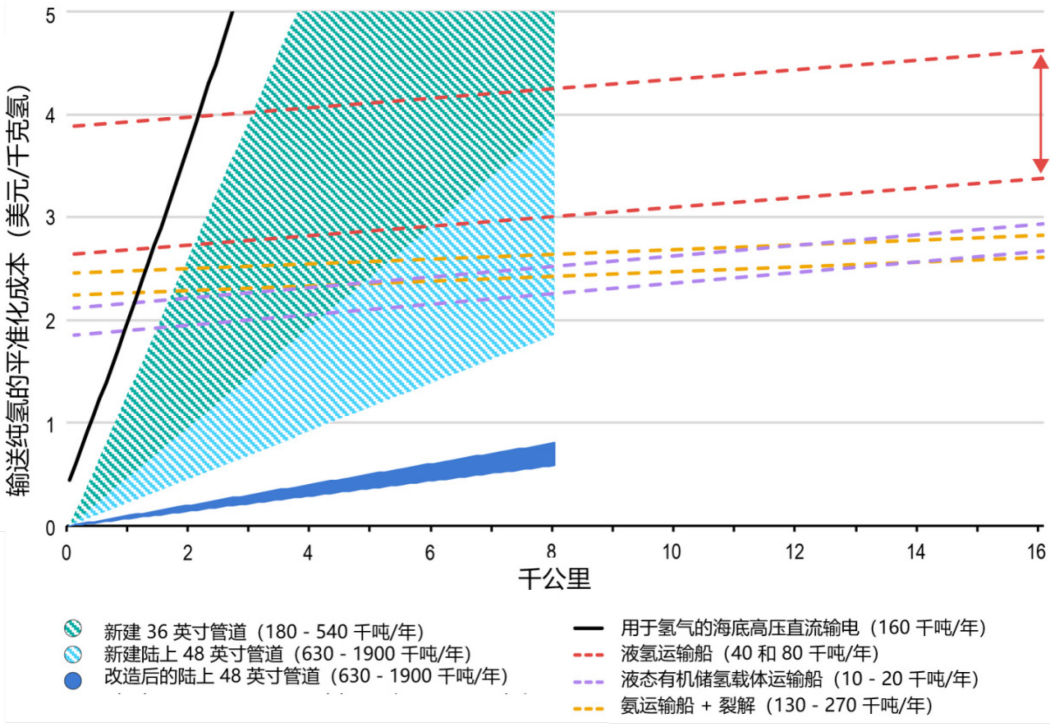
注：容量按低位热值表示。

氢能运输路径

氢能运输路径取决于预期终端用途。如果氢将以氨、甲醇或合成液体燃料等衍生物形式使用，直接以该形式运输更为高效和经济。但需要纯氢的消费者必须将其转化为密度更高的形态，尤其适用于大规模或长距离运输。通过管道输送压缩氢气通常是成本最低的方案，但在无法实现规模经济时（包括管道需要跨越极长距离或在地缘政治上受阻），正在考虑其他替代方案，包括以液态（LH_2）形式海运，或使用氨和液态有机氢载体（LOHC）等载体运输，之后再重新转化为纯氢。大规模 LH_2 海运以及氨和 LOHC 路线的再转化环节尚未达到商业技术成熟度。

IEA. CC BY 4.0.

图5.8 2030 年按载体、距离和利用率划分的氢能运输指示性成本



IEA. CC BY 4.0.

注：HVDC = 高压直流输电；LH_2= 液氢；LOHC = 液态有机氢载体（考虑甲基环己烷）。括号内能力以氢当量千吨/年表示。成本为输送气态氢的平准化成本，除另有说明外不含制氢成本。管道成本指陆上输送管道在设计能力的 25%–75%下运行、年满负荷运行 5 000 小时的情况。海上 HVDC 反映以 69%效率的电解槽生产 1 公斤氢所需的电力输送成本。船运成本区间反映港口-码头吞吐量，成本区间上端按每年 15 次运输、下端按每年 30 次运输计算，假设船型和储存设施相同。代表性船型为：LH_2 4 万立方米，氨 7.6 万立方米，LOHC 3.5 万载重吨（DWT）。LOHC 成本基于甲基环己烷。

管道成本随距离增加而上升，而船运成本更多取决于转化和再转化成本，其中 LH_2 对码头利用率最为敏感。

管道输氢

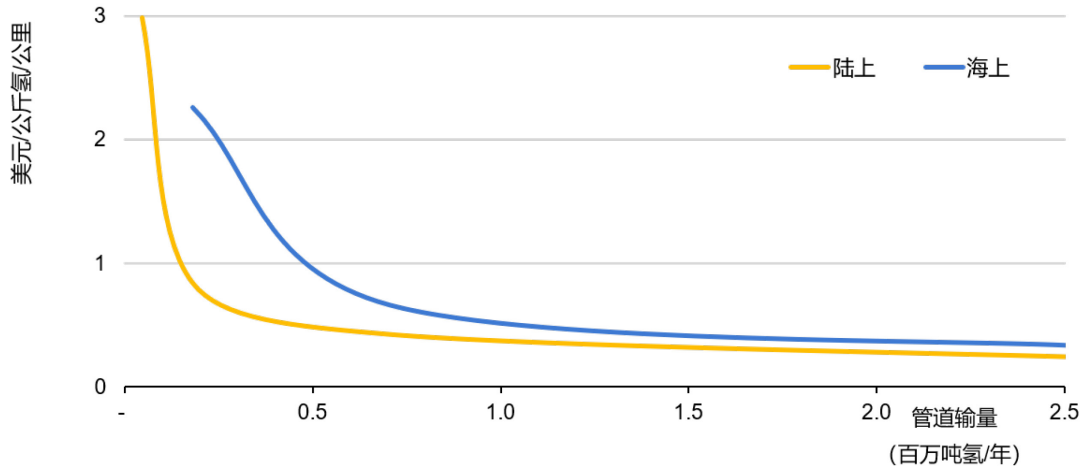
氢能管道运输成本大致随距离成比例增加；与之相比，船运成本主要由前期转化和再转化环节驱动，对距离的依赖相对较小。管道运输属于资本密集型，规模经济效应显著，在更高吞吐量和利用率（包括长距离）下单位成本更低。

例如，一条新建 20 英寸口径管道可输送约 1GW 氢（约 13.5 万吨/年），在设计能力 75%的运行条件下，每 1 000 公里的平准化成本约为 1.0 美元/公斤氢。相比之下，新建 48 英寸管道可输送高达约 13GW（约 190 万吨/年），在类似利用率假设下平准化成本降至约 0.2 美元/公斤氢/1 000 公里。这种规模经济带

IEA. CC BY 4.0.

来了规划挑战，因为未来纯氢需求仍不确定，基础设施规模决策必须在信息不完整的情况下作出。利用率降低会显著推高成本：例如，20 英寸管道在设计能力 25%（约 4.5 万吨/年）下运行，每 1 000 公里平准化成本接近 3 美元/公斤氢。为解决这一问题，德国和丹麦等国正在引入跨期成本分摊机制，使输配费在时间上更均衡，避免运营初期用户和利用率较低时费率过高。在丹麦，政府支持还以至少约 20%容量、持续 10 年的最低预订要求为条件。

图5.9 2030 年新建管道输氢的指示性投资成本



IEA. CC BY 4.0.

注：每种吞吐量对应的投资成本均为 20 英寸、36 英寸和 48 英寸口径中成本最低的方案，假设利用率为 25%–100%，年满负荷运行 5000 小时。

来源：IEA 基于 Slowinski 等（2023）《欧洲氢能骨干网：实施路线图——跨境项目与成本更新》的分析。

氢能管道在大规模下可实现极低成本，但成本对利用率高度敏感，吞吐量受限时成本会大幅上升。

改造现有天然气管道可大幅降低成本，通常为 40%–75%，因为管道本身占资本支出最大份额，即使需要新增压缩机和改造。实际上，改造取决于资产可用性：闲置管道或具有多条并行管线的系统可实现单线改造，而仍在用于天然气输送的管道则无法改造。

欧洲经验表明，随着项目推进，规划中的氢能管网成本可能发生显著变化，原因包括线路调整、资产可用性、材料和设备成本、监管要求等。在荷兰，国家氢能管网的最初方案更依赖改造，但可用资产有限，需要修改管网设计。这再加上钢材价格上涨和其他要求，使规划的 1200 公里氢能管道网络投资成本估算从 15 亿欧元增至 38 亿欧元。2022 年，政府预留了 7.5 亿欧元直接拨款，但 2025 年 12 月荷兰审计法院警告，这笔资金可能不足以弥补初期运营亏损。

IEA. CC BY 4.0.

在德国，修订后的《2025 年天然气与氢能管网发展规划》（Gas and Hydrogen Network Development Plan 2025）将 2037 年规划氢能管网长度较 2024 年估算提高不到 2%，达到 9 206 公里，但投资成本估算上升近 30%，达到 242 亿欧元。

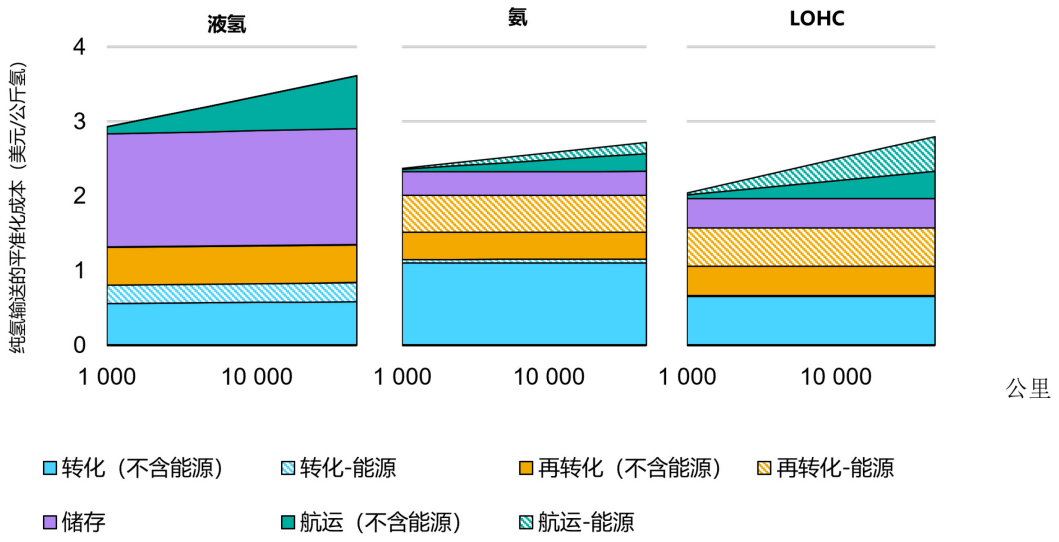
氢能船运

在消费点需要纯氢的情况下，通过船舶运输氢气目前意味着最低约 2 美元/kgH_2 的成本，但与管道输送相比有几方面优势：

- **利用现成的基础设施。**在价值链的大部分环节可使用现有基础设施，尤其是氢基产品不经再转化直接运输和使用的情况。即使需要再转化为氢，利用棕地资产也可减少新建基础设施需求、缩短开发周期。这使得氨成为贸易导向项目的首选载体，因为此类项目可在一定程度上利用现有的生产、储存、处理和运输基础设施。
- **灵活性。**船运支持现货市场下的供需多元化，可根据市场状况或中断（包括地缘政治因素）在供应商和消费者之间重新调配货物。
- **适度的规模经济。**虽然船运在船型和港口基础设施利用率方面具有规模经济，但不如管道显著，最优规模取决于所用载体。就氨而言，基于现有船队和订单簿，中型和超大型气体运输船（约 4 万至 8 万立方米）被认为最常用。对液氢（LH_2）而言，规模是更关键的参数，因为港口储罐可占运输总成本的 50%，高利用率至关重要。在此背景下，川崎重工最初规划 16 万立方米 LH_2 运输船，但近期将设计缩小至约 4 万立方米。较小的船型旨在支持分阶段供应链开发、提高早期港口基础设施利用率，并在开发更大的 16 万立方米船型前积累经验，尽管这可能意味着更高的单位资本成本。
- **与距离相关的成本。**对于长距离运输，船运可能比管道更具成本效益，因为成本主要由转化和再转化过程驱动，随距离增加的幅度小得多。但距离的影响因载体而异：液态有机氢载体（LOHC）对距离更敏感，因为其按重量计仅运输约 6%的氢，而氨运输船所载货物中约 18%为可交付氢。

IEA. CC BY 4.0.

图5.10 2030 年按载体和距离划分的电解氢运输指示性成本



IEA. CC BY 4.0.

注：LOHC = 液态有机氢载体。分析假设液氢在出口港和进口港每年各 25 次运输，氨和 LOHC 每年各 20 次。

液氢运输成本主要由低温储存成本驱动，而氨和 LOHC 的成本以转化和再转化环节为主。

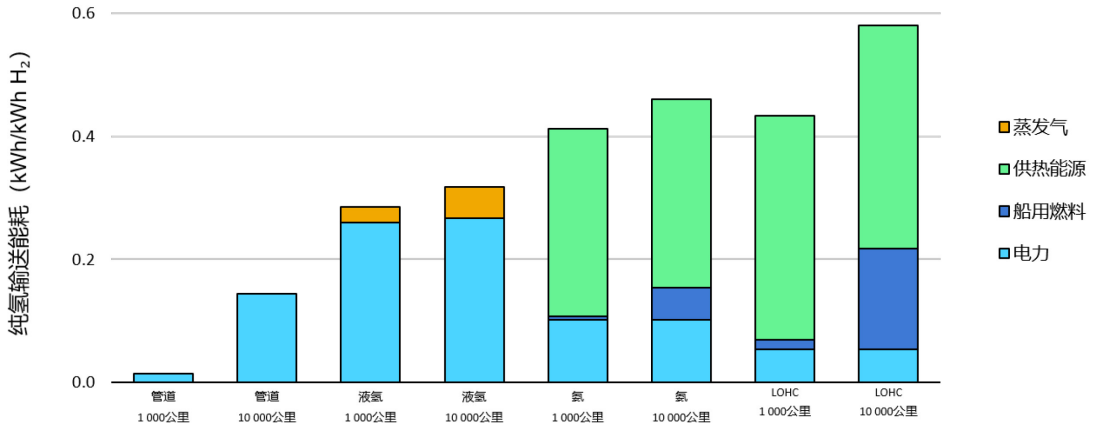
尽管有上述优势，船舶运输氢仍面临三个主要缺陷，且成本影响显著。

- **基础设施要求。**以液氢（LH_2）或氨形式运输氢需要深水港口基础设施。在出口国，如果已有共享或公共用户基础设施的港口，此类投资更可能可行。对 LH_2 而言，主要成本驱动因素是低温储罐成本高昂。对氨而言，安全要求和监管约束可能限制新码头开发，尤其是在拥挤港口。相比之下，液态有机氢载体（LOHC）与现有基础设施的兼容性更好，处理要求更简单。
- **转化成本高。**不同载体的转化要求不同，可能显著影响总体运输成本。LH_2 在液化过程中能耗高，但进口端再气化成本相对较低，可部分抵消。通过哈伯-博施法合成氨成本较高，且其运行受高温高压要求制约，灵活性受限。这对利用可变可再生电力电解制氢尤其相关，因为可能需要压缩氢储罐以避免频繁爬坡并维持最低负荷系数，从而增加系统总成本。相比之下，转化为 LOHC（如甲苯加氢生成甲基环己烷）在较低温度和压力下进行，运行灵活性更强，并可能减少转化前的中间储氢需求。
- **能耗高。**所有船运路径的能源需求都超过 10 千瓦时/kgH_2，相当于所运输氢能源含量的 30%以上（图 5.11）。能耗的位置和形式因载体而异。对 LH_2 而言，能耗主要在出口国以电力形式用于液化，在可再生资源丰富的地区成本可

IEA. CC BY 4.0.

能相对较低。相比之下，氨裂解和 LOHC 脱氢在进口端需要大量热量输入。天然气通常是提供这些能源的最低成本选择，但会增加相关排放，并可能影响支持计划的资格。降低排放的替代方案包括使用氨或回收氢作为燃料，以及电气化和与可用废热（如电厂或化工设施的废热）的热集成，这对运行温度较低的 LOHC 系统可能尤其相关。不过，所有载体的船用燃料消耗都随距离增加，LOHC 由于单位货物质量中氢含量较低，增幅更为明显，使用传统船用燃料时排放更高。

图5.11 2030 年纯氢输送的指示性能源消耗



IEA. CC BY 4.0.

注：LOHC = 液态有机氢载体。液氢运输过程中部分蒸发气用于船舶推进。脱氢热供应的电气化潜力未纳入。

管道能源需求最低，而所有船运路径的能耗均超过 10 千瓦时/ kgH_2，相当于氢能源含量的 30%以上。

IEA. CC BY 4.0.

专栏5.1 氢的泄漏量有多大？如何测量？

- 氢气本身不是温室气体（GHG），因为它不吸收红外辐射，但释放到大气中后，可通过改变某些温室气体浓度的化学反应间接影响气候。这一影响的规模仍不确定，取决于两个因素：供应链中的氢排放（包括逸散性和运行性损失）及其对大气化学的影响。最新的大气模型研究估计，在 100 年时间范围内，氢的全球变暖潜值（GWP-100）约为 11±4*，但政府间气候变化专门委员会（IPCC）尚未给出正式数值。
- 如果 GWP-100 取该不确定区间上端，泄漏率超过 13%可能导致排放强度超过 2 公斤 CO_2当量/公斤氢。考虑到低排放氢的成本，如此高的泄漏率还会削弱项目经济性，为最大限度减少供应链损失提供强大动力。氢分子小、扩散性高、流动阻力低，可能尤其容易泄漏。然而，经验证据仍然有限，多数估算依赖理论模型或从天然气系统的外推，可能无法准确反映氢的行为，且尚未通过现场测量验证。多项举措正在制定量化氢排放的方法，并推进能够检测十亿分之一级低浓度氢的精确快速传感技术。在已有现场测量的地方，还需要进一步统一方法并将结果整合到一致的清单中，目前尚无标准框架。缺乏直接、可比的测量数据，使识别供应链中的损失和设计有效缓解策略变得困难。
- 自 2025 年 3 月以来，一项由行业、研究机构和美国环境保护基金参与的跨国研究计划，正在北美和欧洲开展设施级和部件级的氢排放现场测量。首次将下风向羽流测量技术应用于氢，使用可测量极低氢浓度并量化设施级排放的分析仪。
- 欧盟资助的 NHyRA 项目旨在开发氢泄漏检测方法，并建立氢排放开放获取清单。2025 年，在西班牙 Enagás 逸散排放试验台开展了一项专门测试活动，在受控条件下评估不同的氢泄漏量化方法。结果表明，袋式测量法** 对氢泄漏量化最可靠，而声学相机更适合泄漏检测而非精确测量，因为其精度差异较大。
- 在欧盟资助的 HYDRA 项目中，一套氢泄漏检测系统正在进行风洞测试。

* GWP-100 衡量温室气体相对于二氧化碳（CO_2）在 100 年时间范围内产生的升温效应，同时考虑其吸收热量的能力及其在大气中的寿命。按定义，CO_2 的 GWP-100 为 1，而甲烷的 GWP-100 为 29.8，即按 IPCC 第六次评估报告的定义，1kg 甲烷在 100 年内产生的升温效应是 1kgCO_2 的 29.8 倍。

** 袋式测量法将泄漏源封闭，利用受控载气流量量化泄漏率。声学相机将逸出气体产生的声音可视化，并根据声级估算体积流量。

IEA. CC BY 4.0.

第 6 章 投资与创新

要点

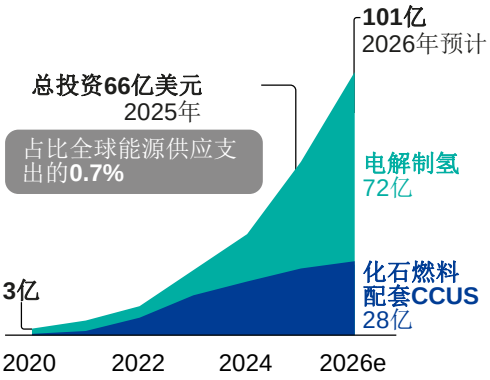
- 2025 年，低排放氢项目的资本支出接近 70 亿美元，几乎是 2024 年的两倍，相当于全球能源供应投资的 0.7%。得益于更强的项目规划、更高的资本密集度和更快的项目进展，电解制氢投资超过了基于碳捕集、利用与封存（CCUS）的制氢投资，并可能占 2026 年近 100 亿美元投资的 70%左右。
- 中国和欧洲在已承诺的电解制氢项目中领先：中国到 2026 年将占产能的 60%以上和估算投资的 25%；欧洲产能占比不足 20%，但投资占比达 45%，反映出单位产能资本支出（CAPEX）更高。美国在 CCUS 基制氢项目中领先。超过 85%的投资针对工业和炼油领域的现有氢能用途或氢基燃料。
- 面向新兴经济体中低排放氢的国际公共融资已从 2022 年的可忽略水平增长到 2026 年第一季度（Q1）累计约 33 亿美元的政府承诺。这些资金支持技术援助、更广泛的政策框架，以及近期的赋能基础设施。随着项目推进，项目层面的国际公共融资日益重要，到 2026 年第一季度累计达到约 6.5 亿美元，主要用于项目准备和降低融资成本。
- 氢能风险投资（VC）2025 年继续下降，无论是绝对金额还是占能源风险投资的比重，从 2023 年 13%的峰值降至 2025 年的 4%。航空业吸引了氢能风险投资的最大份额，接近 25%。
- 氢能公司整体估值正被一家公司推至新高，而回报率显示出温和的企稳和复苏迹象。布鲁姆能源（Bloom Energy）表现突出，过去一年市值增加了近 800 亿美元。人工智能数据中心激增的电力需求和燃气轮机长期积压订单提升了其燃料电池的前景，尽管其初期仍以天然气运行。
- 自 2020 年以来，多项氢能技术已向商业部署迈进，但成熟度仍不均衡。高捕集率 CCUS 基氢生产尚未得到示范；氢在工业和合成烃中的应用才刚刚进入首个同类项目阶段，进展慢于交通等更具模块化的终端应用领域。

IEA. CC BY 4.0.

氢能投资与创新

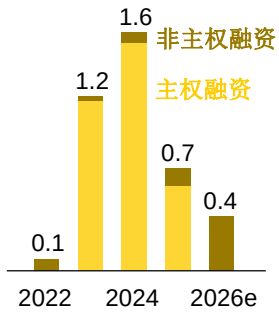
电解槽项目投资快速增长，国际公共融资正流向新兴经济体项目，但氢能风险投资持续下降

按技术划分的低排放氢年度投资



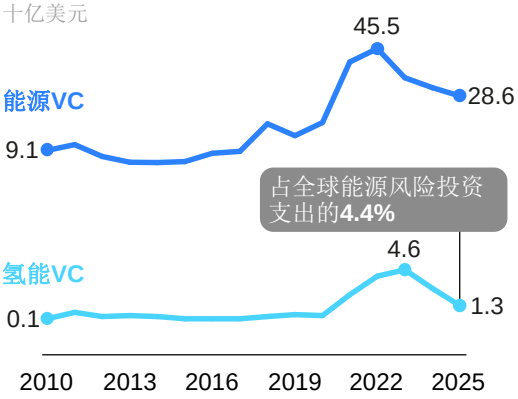
氢能年度国际公共融资

十亿美元



年度风险投资

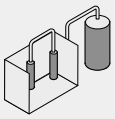
十亿美元

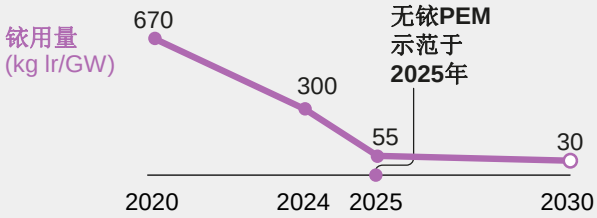


2020年代，关键氢能技术已从试点迈入商业化竞赛

PEM电解槽中的铱用量

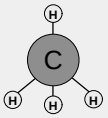
研究验证了降低PEM电解槽铱用量及回收铱的技术路径





甲烷裂解

经示范验证的甲烷裂解技术正走向工业化应用

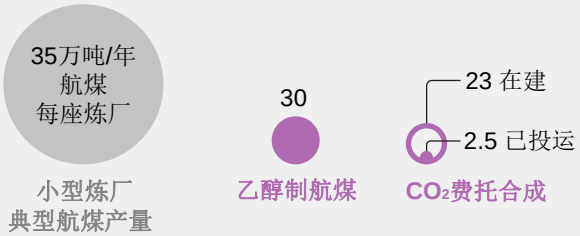




合成烃

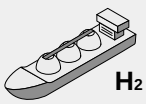
乙醇制航煤工厂规模扩大；其他合成燃料工厂正在建设

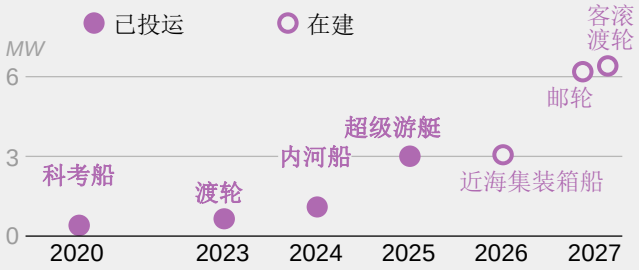




氢燃料船舶

船用氢燃料电池已达数兆瓦级

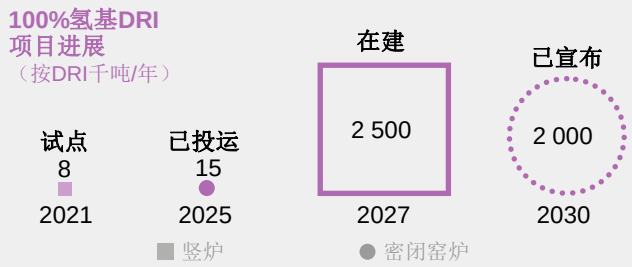




氢在炼铁中的应用

首座采用100%氢气炼铁的商业工厂即将投产

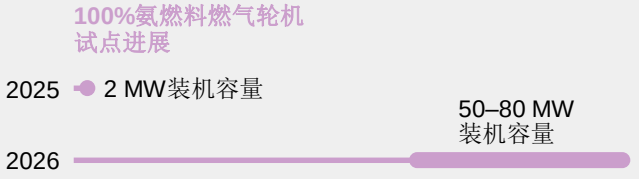




氨燃气轮机发电

大型燃气轮机已实现100%氨燃烧示范





IEA. CC BY 4.0.

氢能行业投资

在建生产项目支出

自《全球氢能展望 2025》（GHR-25）发布（该报告跟踪了截至 2025 年 8 月底的已承诺投资）以来，已有 44 个氢供应项目作出最终投资决策（FID），对应约 330 千吨/年的潜在低排放氢产能。同期，42 个项目已完成并投入运营，新增近 100 千吨/年的估算低排放氢产量。因此，假设所有已作出 FID 的项目均已开工建设，全球在建项目数量增至 300 多个。一旦投运，这些项目可提供约 320 万吨/年的低排放氢，其中近 65%将来自电解制氢项目。[65]

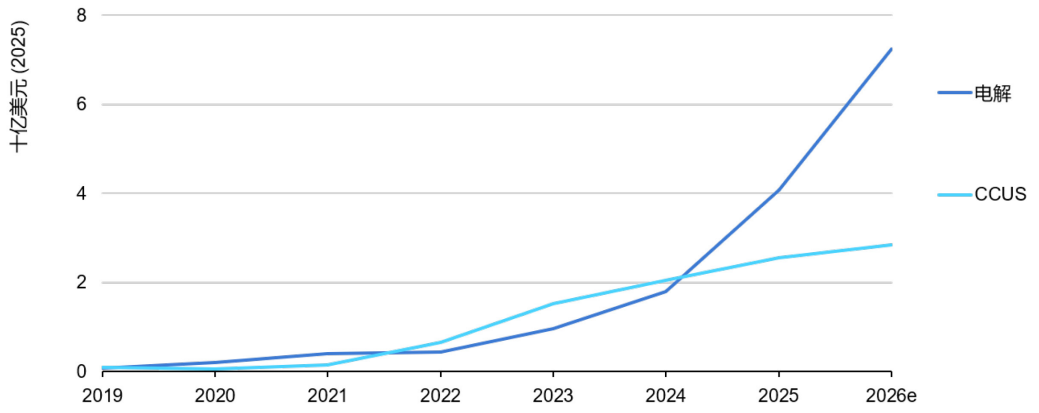
据估算，2025 年低排放氢项目支出接近 70 亿美元，几乎是 2024 年的两倍，相当于全球能源供应投资的 0.7%左右。随着近年已作出 FID 的一批相对较大项目陆续拨付资金，2026 年支出预计将增长 50%以上，超过 100 亿美元。这相当于 2025 年全球新建天然气生产投资的 15%左右。低排放氢在低排放燃料投资中的占比也在不断上升，从 2020 年不足 3%增至 2026 年可能超过 30%，而同期生物燃料投资增长了一倍以上。

2024 年，碳捕集、利用与封存（CCUS）基制氢项目支出超过电解制氢项目支出，反映出化石燃料结合 CCUS 的项目平均规模更大、进展更早。然而，自 2025 年起，受新增电解槽项目最终投资决策（FID）规划更强、CCUS 基制氢活动放缓以及电解槽项目资本密集度更高的推动，投资已转向电解制氢。结构性因素也强化了流向电解的投资：超过 30%的 CCUS 基制氢项目是依赖现有基础设施的改造项目，而电解槽项目通常作为新建设施开发。这一比较不包括专用发电投资，因此电解制氢的全部资本需求可能还要更高。

[65] 关于《全球氢能展望》中低排放氢定义的详细信息，见附录。

IEA. CC BY 4.0.

图6.1 低排放氢生产装置投资，2019-2026 年（e）



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS = 碳捕集、利用与封存。2026 年数值为截至 2026 年 5 月已作出最终投资决策（FID）项目的估算年化支出，基于已知项目成本或资本成本假设及已公布产能。2026 年（e）估算假设所有已公布 FID 的项目均已开工建设，并将按计划投产日期推进。建设延迟将导致 2026 年实际支出低于估算值，GHR-25 的估算即是如此。仅包括氢生产设施的资本支出（含安装），不包括发电或供应电力及其他燃料投入的相关设备支出，也不包括二氧化碳运输和封存、氢产品的转化或终端用途支出。配备 CCUS 的新建制氢项目投资包括基础装置成本（如蒸汽甲烷重整炉），而不仅仅是二氧化碳捕集及专用二氧化碳运输和封存基础设施的资本成本。若项目投资已公开披露，则采用具体项目投资数据而非成本估算。

来源：IEA 基于对原始设备制造商（OEM）、设计采购施工（EPC）公司和项目开发商调查所收集数据的分析；麦肯锡公司和氢能理事会数据；BloombergNEF；Argus Media，版权所有；Lewis, E.等（2022）《商业化石基制氢技术比较——现有最优技术》，NETL；IEA GHG（2017）《基于 SMR 的独立（商业）制氢工厂与 CCS 的技术经济评估》。

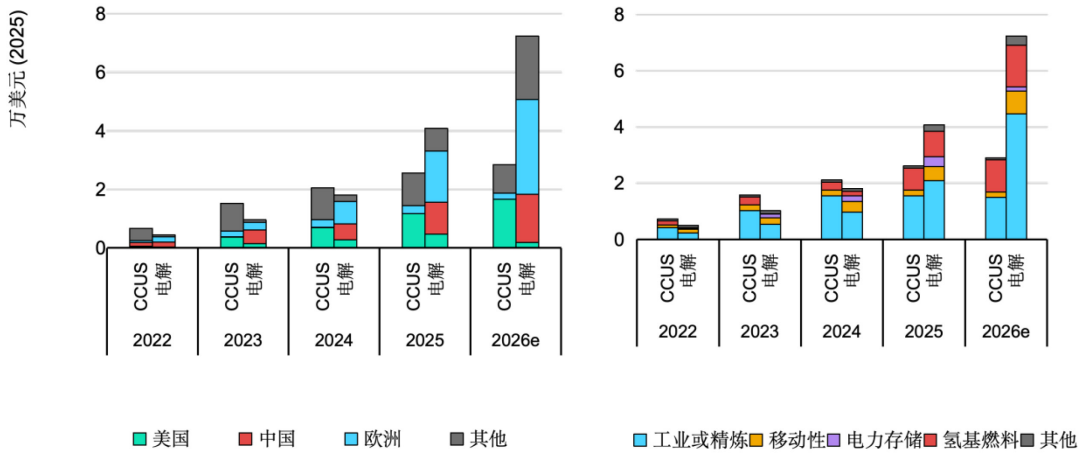
2025 年，电解制氢项目投资超过 CCUS 基项目，且这一差距预计将在 2026 年扩大。

自 GHR-25 以来，达到最终投资决策（FID）的低排放氢产量中近 80%基于电解工艺，而在整体在建项目规划中，电解仅占潜在低排放氢产量的不足 65%。这将提高未来几年电解在氢能投资中的比重。这一转变的迹象在 2026 年已经可见：预计电解将占氢供应投资总额的 70%以上，超过其在在建产能中的占比。

已承诺项目的投资在地理上高度集中，总体反映产能分布，但各地区和各技术之间存在显著差异。就电解制氢而言，中华人民共和国（以下简称“中国”）到 2026 年占已承诺产能的 60%以上，但仅占估算投资不足 25%；欧洲产能占比不足 20%，投资占比却接近 45%。这源于地区成本差异——中国项目较低的资本支出（CAPEX）降低了投资需求。中国和欧洲合计约占 2026 年电解制氢总投资的 70%。就碳捕集、利用与封存（CCUS）基氢而言，美国到 2026 年占已承诺产能的约 40%，但占估算投资近 60%。这反映出项目设计和发展路径的差异：在美国，多数项目为新建项目；而在荷兰等其他领先国家，所有项目均依赖改造，所需资本支出较低。

IEA. CC BY 4.0.

图6.2 2022-2026 年（e）按地区（左）和预期用途（右）划分的低排放氢生产装置投资



IEA. CC BY 4.0.

注：CCUS = 碳捕集、利用与封存。2026 年数值为截至 2026 年 5 月已作出最终投资决策（FID）项目的估算年化支出，基于已知项目成本或资本成本假设及已公布产能。2026 年（e）估算假设所有已公布 FID 的项目均已开工建设，并将按计划投产日期推进。建设延迟将导致 2026 年实际支出低于估算值，GHR-25 的估算即是如此。仅包括氢生产设施的资本支出（含安装），不包括发电或供应电力及其他燃料投入的相关设备支出，也不包括二氧化碳运输和封存、氢产品的转化或终端用途支出。配备 CCUS 的新建制氢项目投资包括基础装置成本（如蒸汽甲烷重整炉），而不仅仅是二氧化碳捕集及专用二氧化碳运输和封存基础设施的资本成本。若项目投资已公开披露，则采用具体项目投资数据而非成本估算。“其他”预期用途包括未披露的终端用途。拟用于出口的项目根据进口国（如已知）的预期用途归入相应需求类别。

来源：IEA 基于对原始设备制造商（OEM）、设计采购施工（EPC）公司和项目开发商调查所收集数据的分析；麦肯锡公司和氢能理事会数据；BloombergNEF；Argus Media，版权所有；Lewis, E.等（2022）《商业化石基制氢技术比较——现有最优技术》，NETL；IEA GHG（2017）《基于 SMR 的独立（商业）制氢工厂与 CCS 的技术经济评估》。

欧洲和中国引领电解制氢投资，美国引领 CCUS 基投资；超过 85%的支出针对工业、炼油和氢基燃料。

从终端用途看，2026 年近 60%的投资预计将投向面向现有用途（如炼油和氨等工业应用）的氢生产。超过 25%的投资用于氢基燃料，包括出口用途。这些用途合计占 2026 年总投资的 85%以上。不同生产路线的投资分布大体相似，但电解制氢在工业应用和炼油相关投资中的占比较高，而碳捕集、利用与封存（CCUS）基项目在氢基燃料相关投资中的占比较高，其中包括几个大型出口项目。

自 GHR-25 以来，规划中的 44 个项目中仅 1 个碳捕集、利用与封存（CCUS）基项目作出最终投资决策（FID），但该项目占新增已承诺产量的约 20%，因为 CCUS 项目通常规模更大。该项目即美国的沃巴什低碳氨（Wabash Low-

IEA. CC BY 4.0.

Carbon Ammonia）项目：该项目将重启一座自 2016 年以来一直闲置的石油焦气化厂，生产 50 万吨/年 NH_3，并改造集成 170 万吨/年的二氧化碳捕集与封存能力。项目投资估算为 26 亿美元，获得美国能源部能源主导融资办公室近 16 亿美元的贷款支持，并由韩国企业提供支持。

自 GHR-25 以来，作出最终投资决策（FID）的电解槽产能（约 2.4GW）中近 70%位于中国。最大项目是中国能源建设集团松原氢能产业园二期项目，这是该国最大的在建电解槽项目，也是其首个 GW 级项目。该项目瞄准氨和甲醇生产，估算总投资 226 亿元人民币（约 31 亿美元），包括发电投资。

在中国以外，自 GHR-25 以来作出最终投资决策（FID）的其余电解槽产能中约 60%位于西班牙，共有 4 个百兆瓦级项目，均获得大量公共支持。其中最大的项目是位于韦尔瓦的 300 兆瓦 Moeve Onuba 工厂，投资超过 10 亿欧元，并从西班牙“下一代欧盟”（NextGenerationEU）基金获得超过 3 亿欧元的赠款[66]。位于莱昂的 200 兆瓦 La Robla 甲醇项目投资约 9 亿欧元，将西班牙“下一代欧盟”基金和欧盟创新基金的赠款与欧洲投资银行（EIB）提供的 4.5 亿欧元贷款相结合。雷普索尔（Repsol）已对其位于卡塔赫纳和毕尔巴鄂炼油厂的两个 100 兆瓦电解槽项目作出 FID，每个项目投资约 3 亿欧元，其中一半以上由西班牙“下一代欧盟”基金赠款支持。毕尔巴鄂项目还受益于巴斯克清洁技术登记支持计划下电解槽资本支出 35%的企业所得税减免。

新兴经济体中低排放氢的国际公共融资

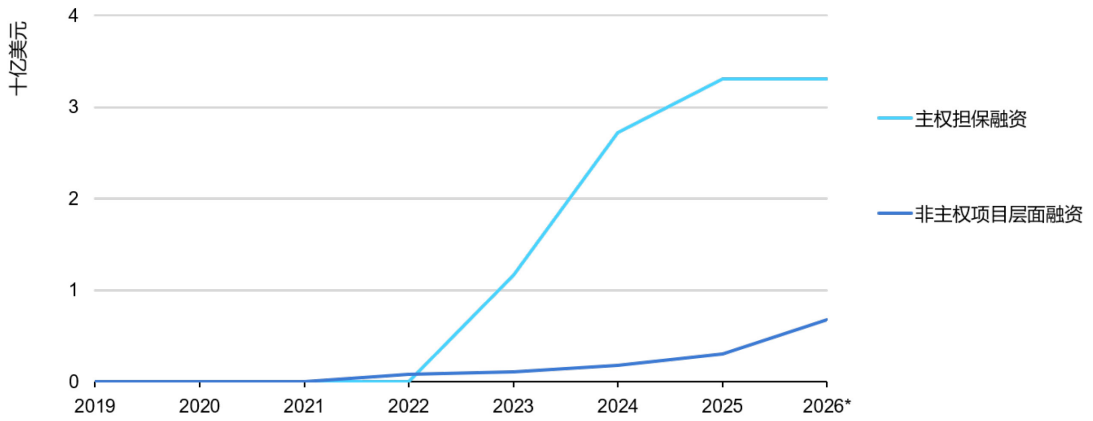
2024 年，国际公共融资约占全球能源行业融资总额的 1.1%[67]。尽管这一占比相对较小，但它在中国以外的新兴市场和发展中经济体（EMDEs）发挥着关键作用——在这些地区，国际公共融资提供了超过 5%的能源投资。在获取私人资本成本高昂的地区，此类融资尤为重要，对于低排放氢等资本密集型和首个同类项目可能具有决定性意义。国际公共融资可通过多种渠道提供，但开发性金融机构（DFIs）是能源相关项目最大的提供方，多边气候基金通常是其补充，形式包括直接支持政府或在 EMDEs 开展项目层面融资。2020 年代初，此类融资大部分流向政府，特别是帮助其准备赋能框架。随着这些框架开始成形，国际公共融资正日益转向对首个同类项目的项目层面支持。

[66] 该赠款是针对 400 兆瓦项目授予的。然而，由于电网接入限制，目前仅有 300 兆瓦作出最终投资决策（FID）。如果项目未扩大到 400 兆瓦，赠款将按比例减少。

[67] “国际公共融资”包括开发性金融机构（DFIs）、多边气候基金、政府捐助方、慈善机构以及根据经合组织《关于官方支持出口信贷的安排》向新兴市场和发展中经济体提供的部分官方出口信贷。

IEA. CC BY 4.0.

图6.3 2020-2026 年国际公共融资方对低排放氢的累计估算融资额



IEA. CC BY 4.0.

注：“国际公共融资方”包括开发性金融机构（DFIs）、多边气候基金和政府捐助方。2026 年数据截至 2026 年 5 月。

近期动态显示主权融资放缓，但国际公共融资在 EMDEs 低排放氢项目层面的重要性日益上升。

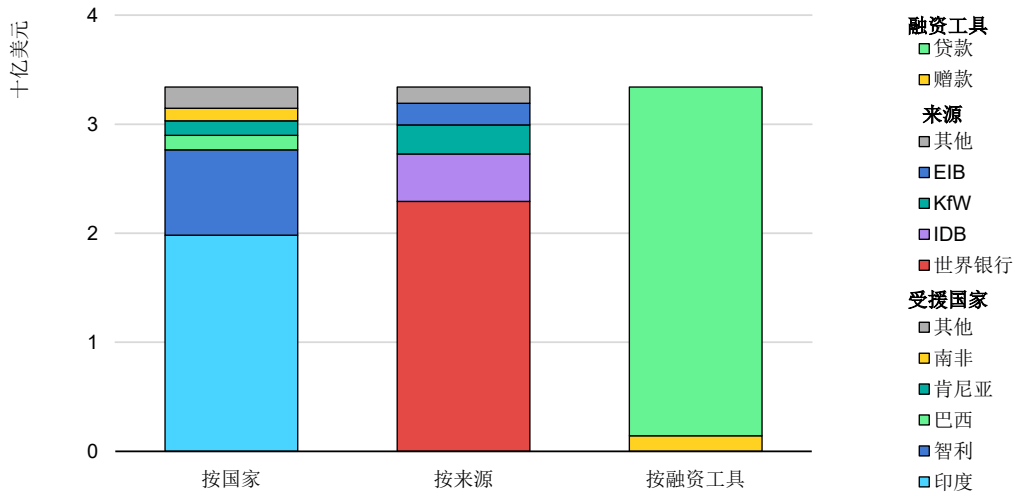
主权融资

主权融资主要面向政府或公共实体，通常由政府担保支持。国际公共融资方对低排放氢的资助已从 2022 年的可忽略水平增长到 2026 年第一季度约 32 亿美元的已承诺投资；若已公布资金全部落实，这一数额可能翻倍。然而，此类支持仍然高度集中，近 60%分配给印度、接近 25%分配给智利，且自 GHR-25 以来仅略有增加。主权融资采取多种形式，包括与战略等政策计划挂钩的政策型融资。例如在印度，2023 年和 2024 年的数十亿美元世界银行贷款正在支持其国家绿色氢能使命的实施，涵盖氢生产和电解槽制造。此外还有更多主权贷款已公布，如向巴西提供的 15 亿美元贷款，但截至撰写本文时该贷款尚未作出承诺。

从金额看，贷款占已承诺资金的 95%以上，但赠款代表数量更多的小额交易，在早期市场发展中发挥着独特作用。赠款通常用于技术援助、咨询服务和能力建设，帮助政府制定未来项目所需的监管和制度框架。贷款通常由开发性金融机构（DFIs）或多边气候基金提供，而赠款也可能直接来自政府捐助方。例如，德国国际合作机构（Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit，GIZ）在南非的“公平转型氢能”计划，非洲开发银行（AfDB）对毛里塔尼亚低排放氢拍卖框架的支持，以及联合国工业发展组织（UNIDO）在非洲、东南亚和厄瓜多尔实施的全球清洁氢能计划。

IEA. CC BY 4.0.

图6.4 2020-2026 年国际公共融资方对各国政府低排放氢的累计已承诺融资额



IEA. CC BY 4.0.

注：EIB = 欧洲投资银行；IDB = 美洲开发银行；KfW = 德国复兴信贷银行（德国开发银行）。“国际公共融资方”包括开发性金融机构（DFIs）、多边气候基金和政府捐助方。2026 年数据截至 2026 年 5 月。

来源：IEA 基于截至 2026 年 5 月公开可获得信息的分析。

贷款占向政府提供主权融资的 95%以上，世界银行是最大的融资方，印度是最大的受援国。

主权融资还支持可撬动私人投资的公共资产，包括港口基础设施、电网接入和交通连接。加强公有基础设施的支持包括：世界银行向巴西佩森港氨基础设施提供的 9000 万美元贷款，以及气候投资基金提供的 3400 万美元贷款；欧洲投资银行（EIB）向南非国有物流公司 Transnet 提供的 4 亿美元框架贷款，部分用于发展氢相关基础设施。肯尼亚在电力领域提供了类似案例：德国开发性金融机构（DFI）德国复兴信贷银行（KfW）的优惠融资正在支持国有肯尼亚发电公司（KenGen）扩大地热产能。这将为一个由中资企业私人融资的电解制氢和氨项目提供所需电力；该项目是自 GHR-25 以来中国和西班牙以外少数几个达到或超过 100 兆瓦并作出最终投资决策（FID）的项目之一。

基金与融资工具投资

除直接贷款外，国际公共融资方越来越多地通过中间载体输送资本，包括基金和混合融资工具。这些载体可实现更高程度的专业化，并通过结合优惠资金和商业资金帮助调动私人资本。自 GHR-25 以来，面向低排放氢的此类载体新设或注资有限，不过如下一节所示，一些现有基金已开始发放资金。

一个突出案例是非洲可持续能源基金（SEFA）——由非洲开发银行（AfDB）管理的多方捐助信托基金。其绿色氢能计划于 2025 年底获批，由德国政府资金注资，

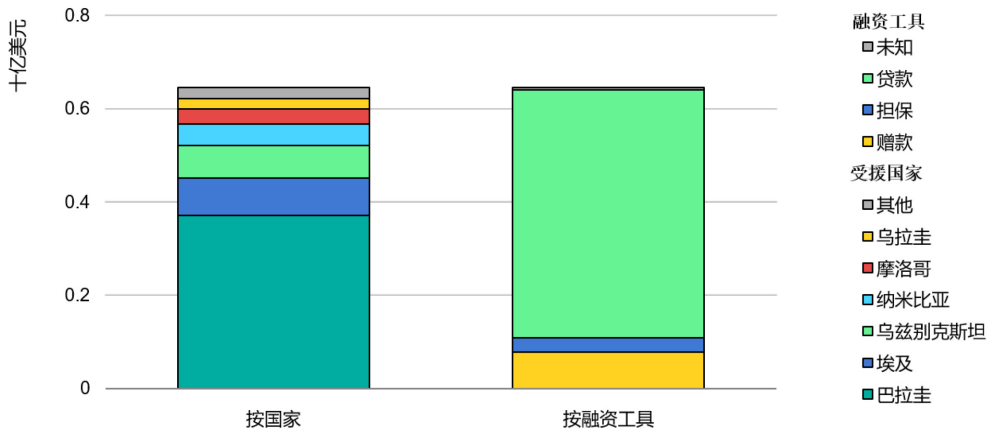
IEA. CC BY 4.0.

通过报销型赠款为早期项目提供最高 2000 万美元的开发支出（DEVEX）支持。[68]

非主权项目融资

国际公共融资方还直接向企业提供无政府担保的融资，通常通过开发性金融机构（DFIs）的私营部门机构或中间载体和基金进行。此类融资对首个同类项目尤为重要，因为商业贷款机构可能因技术风险、建设风险以及某些新兴市场与发展中经济体（EMDEs）中可能显著的政策风险而却步。不过，在获得债务融资之前，其他关键风险——尤其是承购相关风险——仍需通过长期合同加以解决。自 2020 年以来，DFIs 及 DFI/政府支持的基金已累计向低排放氢项目承诺近 6.5 亿美元。

图6.5 2020-2026 年国际公共融资方对企业低排放氢项目的已承诺融资额



IEA. CC BY 4.0.

注：“国际公共融资方”包括开发性金融机构（DFIs）、多边气候基金和政府捐助方。2026 年数据截至 2026 年 5 月。

国际公共融资涵盖从准备阶段赠款到项目临近最终投资决策（FID）时的更大规模贷款，巴拉圭一个项目迄今获得最大单笔贷款承诺。

自 GHR-25 以来非主权公共融资的典型案例包括：

- 2025 年 9 月，乌兹别克斯坦 20 兆瓦 Chirchiq 项目投入运营，获得欧洲复兴开发银行 5500 万美元优先贷款，以及加拿大“高影响气候行动伙伴关系”特别基金最高 1000 万美元的优惠融资支持。

[68] 报销型赠款是凭已发生的符合条件费用支付的赠款，而非预先提供。

IEA. CC BY 4.0.

- 2025 年 12 月，世界银行旗下的国际金融公司（IFC）宣布其首笔低排放氢投资：向乌拉圭 77 吨/年氢 Kahirós 项目的桑坦德集团（Grupo Santander）提供 2000 万美元贷款，同时联合国工业发展组织（UNIDO）可再生能源创新基金提供 100 万美元贷款。

- 2025 年 12 月，两只基金向纳米比亚的氢能项目提供开发支出（DEVEX）支持：非洲开发银行（AfDB）批准从非洲可持续能源基金（SEFA）向 Hyphen 项目提供 1000 万美元贷款，而可持续发展目标纳米比亚一号基金（SDGNamibia One Fund）承诺最高 500 万美元支持 Zhero Molecules 鲸湾港（Walvis Bay）项目的开发，两者均瞄准氨生产。

- 2026 年 3 月，巴拉圭 ATOME 的 La Villeta 项目（26 万吨/年硝酸铵钙，2 万吨/年氢）与五家开发性金融机构（DFIs）组成的联合体签署 4.2 亿美元债务融资包，包括担任债务协调方的美洲开发银行（IDB）私营部门机构 IDB Invest、IFC、欧洲投资银行（EIB）、荷兰 DFI FMO 以及绿色气候基金。该 15 年期债务融资包中约 25%以优惠条件提供。DFIs 还参与股权融资：国际金融公司（IFC）、丹麦发展中国家投资基金以及德国复兴信贷银行（KfW）的私营部门机构 DEG，与私人投资者一起加入了 ATOME 2.15 亿美元的股权联合体[69]：

此类支持大部分以债务形式提供，赠款主要用于项目准备支持。融资结构通常组合多种债务工具，其优先级（seniority）和优惠程度（concessionality）各不相同。[70]其他融资载体，如面向 Hyphen 项目的可持续发展目标纳米比亚一号基金和面向南非豪登省甲醇项目的 SA-H2 基金，已获得在项目推进时参与股权融资的权利。

与更广泛的能源行业一样，担保的使用仍然有限，这也反映了氢能行业尚处于早期阶段。La Villeta 项目展示了随着市场发展可能发挥更大作用的去风险工具类型——该项目获得了 IDB Invest 提供的 3100 万美元备用信用证安排。该安排为第三方提供银行付款担保，仅在违约时才会被调用。为使更多新兴市场与发展中经济体（EMDEs）项目向前推进，担保和其他去风险工具需要在撬动私人资本方面发挥更大作用（见第 8 章专栏 8.1）。

[69] 确切金额未公开披露，因此未纳入图 6.5。

[70] 优先级（seniority）指发生财务困境时不同贷款人获偿还的顺序，优先债务优先于次级或夹层债务。优惠性（concessionality）指以比市场条件更优惠的条款提供的融资，如较低利率、较长还款期或延迟还款，通常旨在降低整体融资成本并提高项目可行性。

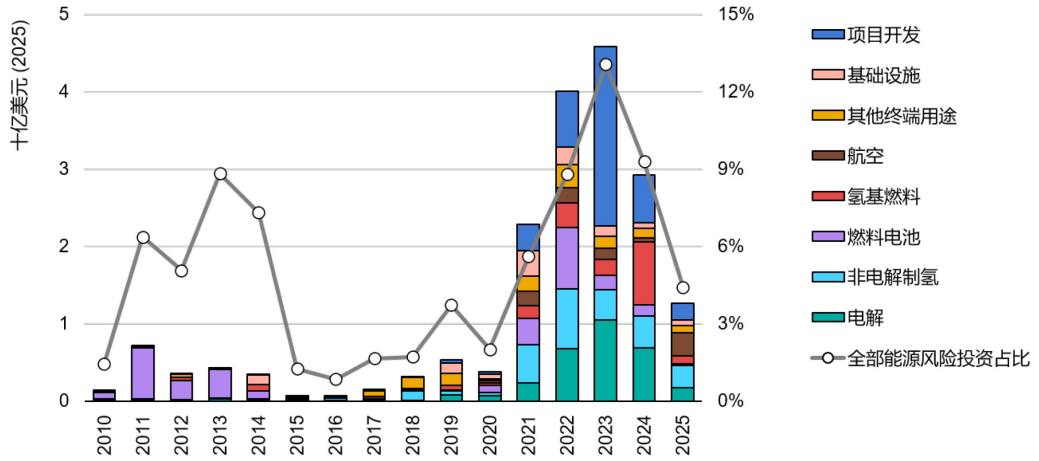
IEA. CC BY 4.0.

公司融资与市场趋势

风险投资

聚焦氢能的初创企业所获风险投资（VC）持续下降，无论是绝对金额还是相对于更广泛的能源风险投资格局均如此。在投资者对高潜力氢能技术及其积极前景的热情推动下，风险投资于 2020 年代初达到峰值；此后，2025 年风险投资总额同比下跌超过 50%，降至 13 亿美元，氢能在能源风险投资中的占比从 2023 年 13%的峰值降至 2025 年的仅 4%。2026 年第一季度的早期数据表明这一收缩仍在持续。

图6.6 2010-2025 年按技术领域划分的氢能相关能源初创企业风险投资



IEA. CC BY 4.0.

注：H_2 = 氢；VC = 风险投资。项目开发包括不拥有技术相关知识产权、为供给侧项目开发成本筹集资金的初创企业。其他终端用途包括钢铁生产、化工、废弃物管理和供热。

来源：IEA 基于 Cleantech Group i3 市场情报和 Crunchbase 数据的分析。

氢能风险投资持续下降，资金正从生产技术领域转移，而航空业现占投资总额的近 25%。

此类波动并不罕见，因为风险投资活动既受特定技术前景影响，也受更广泛的宏观经济环境影响。电动出行领域也出现过类似模式：在多年强劲投资后，其风险投资近期出现下滑。然而，氢能领域的放缓似乎反映出市场对可及市场规模的重估，以及初创企业实现盈利所需时间更长。

2021 年至 2023 年间，约 220 家氢能初创企业筹集了股权融资，但在市场收紧的情况下，许多企业目前在获得后续投资方面面临不确定性。这一趋势在近期

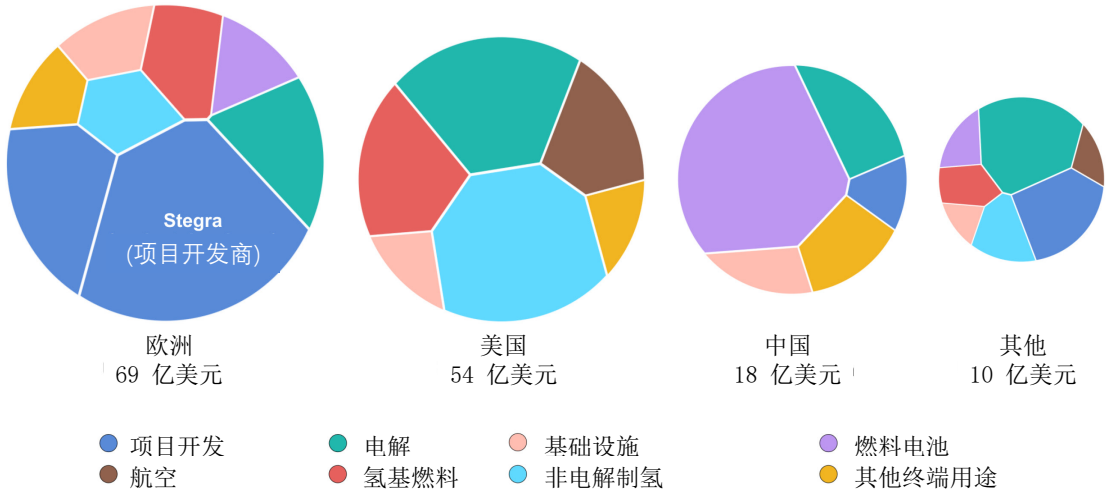
IEA. CC BY 4.0.

数据中已很明显：2025 年，30 家氢能初创企业获得后续融资，而 2024 年约为 50 家，2022 年和 2023 年均超过 40 家。氢能相关初创企业完成首轮融资的情况也呈现类似趋势：2025 年记录的首轮交易不足 40 笔，低于 2024 年的近 50 笔和 2023 年的 60 多笔。

这种转变也反映了能源行业内部及跨行业的更广泛资本重新配置。能源风险投资较 2022 年峰值下降了近 40%，而 2025 年整体风险投资格局由人工智能（AI）的快速扩张主导，AI 吸引了约三分之一的风险投资总额，约为能源行业的五倍。虽然氢能获得的风险投资减少，但资本流向其他领域：2023 年至 2025 年间，核聚变和核裂变领域的融资额增至原来的五倍。其他细分领域，包括关键矿产和下一代地热能，2025 年也吸引了更高水平的投资。投资者对新兴能源技术的兴趣可能迅速转变，氢能目前不在聚光灯下，不过不同氢能技术和地区的活动仍不均衡。

2023 年和 2024 年，风险投资集中于氢生产技术和氢基燃料，但 2025 年航空业成为最大细分领域，占氢能风险投资总额的近 25%。这得益于两家美国航空公司的巨额融资轮：Zero Avia（1.5 亿美元）和 Heven Aerotech（1 亿美元）。2025 年其他主要获投方包括：丹麦甲醇公司 C2X、美国氨制电力系统开发商 Amogy，以及法国开发氢基直接还原铁（DRI）的 GravitHy 公司。相反，聚焦电解的初创企业融资已连续第二年下降，表明该市场日趋成熟、由现有企业主导，同时存在对产能过剩以及短期内性能或成本突破性改进有限的担忧。

图6.7 2021-2025 年按技术领域和地区划分的氢能相关能源初创企业累计风险投资



IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA 基于 Cleantech Group i3 市场情报和 Crunchbase 数据的分析。

欧洲吸引的风险投资最多，但约 40%流向单一项目开发商；美国在氢生产技术领域领先，中国在燃料电池领域领先。

IEA. CC BY 4.0.

2025 年，欧洲初创企业获得了氢能相关风险投资的近 50%，其次是美国（35%）和中国（9%）。欧洲在氢能风险投资中的占比高于其在更广泛能源风险投资中的份额——后者欧洲约占资金总额的四分之一，美国约占一半。不过，各细分领域的资金格局有所不同。美国初创企业继续主导氢生产技术领域和氢基燃料领域，2021—2025 年间筹集的资金占全球非电解制氢风险投资的四分之三、电解制氢的约 50%以及氢基燃料的近 60%。相比之下，欧洲初创企业在项目开发、基础设施和航空以外的终端应用领域更为活跃。同期，它们占全球项目开发风险投资的约 90%，占基础设施风险投资的约 45%，占终端应用领域（不含航空）风险投资的 40%。这很大程度上反映了少数几笔大额交易，尤其是瑞典氢基钢铁厂开发商 Stegra——该公司在过去 5 年间单独筹集了近 26 亿美元，约占全球氢能累计风险投资的 20%。2026 年 4 月，该公司宣布已原则上达成新一轮 16 亿美元融资，由新老投资者和贷款机构参与。由于该轮融资包含股权和债务，仅部分计入风险投资，但可能对 2026 年融资规模产生实质性影响，并缓和年初数据所显示的下滑。

尽管近期面临挑战，氢能行业仍不断产生创新想法，新的初创企业相继成立。自 2023 年以来，已有近 150 家氢能相关初创企业完成首轮融资。然而，如果投向该行业的资本不恢复——2023-2024 年至 2025 年间平均交易规模下降近 50%——这些初创企业可能面临有限的规模化路径，其创新潜力可能无法实现。

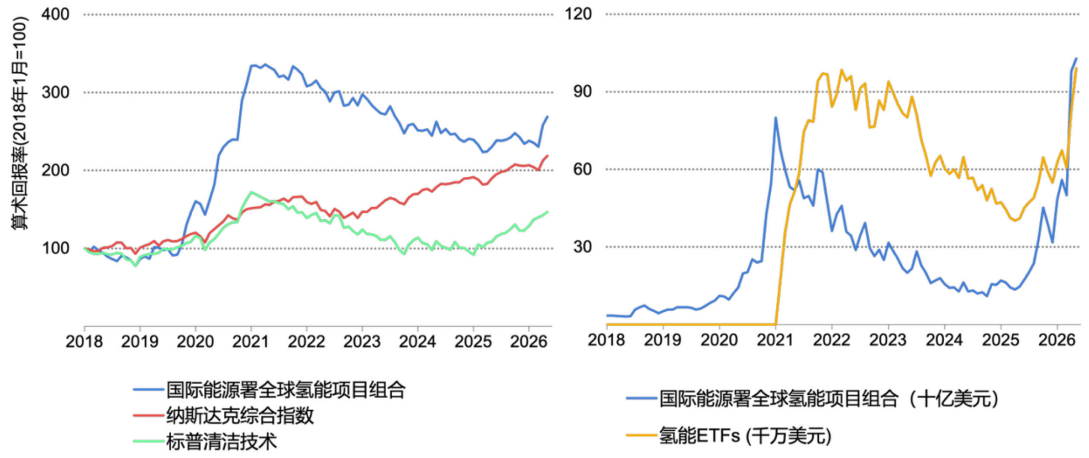
公司融资与市值

上市公司业绩数据有助于了解氢能项目企业的经营状况，包括其现金流和融资能力，以及投资者的预期。尽管并非所有活跃于氢能领域的企业都上市，且许多上市企业的业务大量涉及氢能以外领域，但仍存在一组具有全球代表性的上市公司，其财务状况与低排放氢行业的健康程度密不可分。我们组建了一个包含 55 家该行业上市公司的投资组合，以跟踪其业绩并评估行业趋势。[71]

[71] 55 家公司中，49 家截至 2026 年 3 月仍在交易。自 GHR-25 以来，新增三家公司：Green Innovation（又称 Hydrogenera）于 2025 年 7 月在保加利亚证券交易所上市；Pure Hydrogen 于 2025 年 12 月在澳大利亚证券交易所更名为 Pure One；Deokyang Energen 于 2026 年 2 月在韩国 KOSDAQ 证券交易所上市。2025 年有四家公司停止交：Green Hydrogen Systems（丹麦）、Hyzon Motors（美国）、McPhy（法国）和 Proton Motor（英国）。

IEA. CC BY 4.0.

图6.8 2018-2026 年氢能公司、氢能基金及相关基准指数的月度回报（左）和市值（右）



IEA. CC BY 4.0.

注：ETF = 交易所交易基金。月度回报 = 当月最后一个交易日收盘调整价格除以上月最后一个交易日收盘调整价格，所有公司权重相等。IEA 全球氢能技术投资组合包含 55 家上市公司，其价值主要由低排放氢发展前景驱动；所纳入公司的股票代码为 0001A0 KS、2570 HK、2582 HK、288620 KS、336260 KS、702 HK、ACH NO、ADN US、HPOW LN、ALHAF FP、ALHRS FP、AMMPF US、AQUNU US、ATOM LN、BE US、BLDP CN、CASAL SW、CAVEN NO、CH CN、CI SS、CPH2 LN、CWR LN、F3C GY、FCEL US、FHYD CN、GHY AU、GNCL IT、GREENH DC、H2A GR、H2O GY、HDF FP、HDRO CN、HTOO US、HYDR BU、HYPRO NO、HYSR US、HYT AU、HYZN US、HZR AU、IMPC SS、ITM LN、LHYFE FP、MPHYF PQ、NCH2 GY、NEL NO、NHHH CV、NXH CN、P1E AU、PCELL SS、PHE LN、PLUG US、PPS LN、PV1 AU、SPN AU、TECO NO。标普清洁科技指数指标普/多伦多证券交易所可再生能源与清洁科技指数。2026 年数值涵盖截至 2026 年 5 月的时间段。

来源：IEA 基于彭博终端数据的分析。

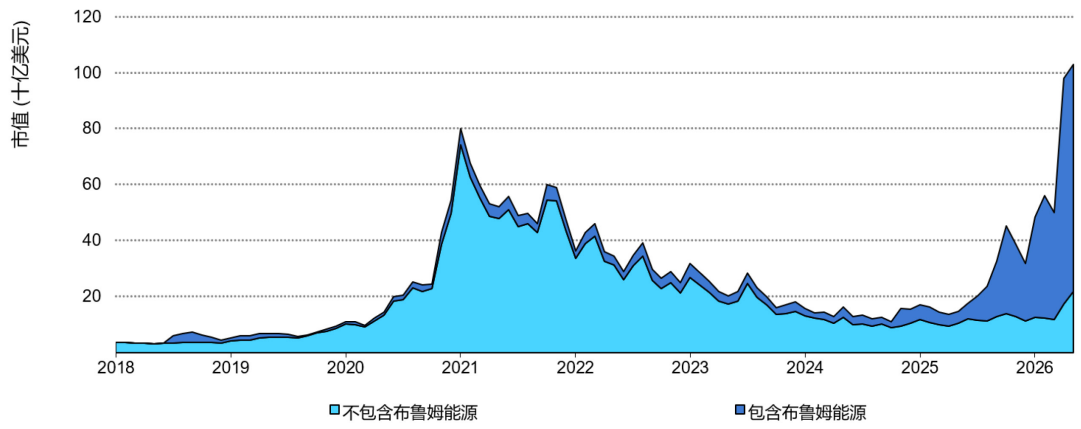
一家公司正将氢能公司总估值推至新高，而更广泛样本的回报率显示出温和的企稳和复苏迹象。

这些企业在股市上的估值与大型氢能项目的发展速度密切相关，自 GHR-25 发布以来，许多项目仍持续面临挑战。该投资组合由不同的设备供应商和数量较少的项目开发商构成。由于大型项目收入继续低于 2021 年投资者极高的预期，投资组合的月度回报仍低于 5 年前的水平——当时其回报远高于更广泛的技术指数。自 2023 年以来，以技术为主导的美国大盘指数纳斯达克（NASDAQ）持续上涨，这得益于数字科技企业、尤其是 AI 领域企业的强劲表现。自 2025 年以来，随着可再生能源部署前景增强，标普清洁科技指数也出现上涨。相比之下，自 2025 年初以来，我们的氢能投资组合未产生回报，但在 2026 年第二季度已企稳并略有回升，表明市场前景更加健康。此外，投资组合的市值——股价与投资者持有总股数的乘积——以及交易所交易氢能投资基金的市值显示出更为亮眼的趋势。

IEA. CC BY 4.0.

投资组合近期的积极趋势并非所有成分股共有。投资组合回报的企稳、市值的飙升以及氢能基金价值的上涨均由一家公司——布鲁姆能源（Bloom Energy）推动。布鲁姆能源是一家美国固体氧化物燃料电池制造商，2018 年年中在纽约证券交易所上市。自 2001 年成立以来，该公司一直是氢能的坚定支持者，但其产品也可使用天然气运行。自 2025 年以来，由于其产品契合数据中心电力需求，加之燃气轮机市场供应短缺，产品需求加速增长。尽管布鲁姆能源目前销售给数据中心的燃料电池未来可改用氢运行，但短期内仍计划使用天然气，这削弱了投资组合整体表现与氢能行业健康程度之间的关联。自 2025 年初以来，布鲁姆能源的市值增加了 750 亿美元，达到 800 亿美元，占投资组合总市值的比重从 2018—2024 年期间平均 16%升至 2026 年的约 80%。作为股价受预期未来盈利（而非当前业绩）影响的例证，该公司 2024 年至 2025 年间营收仅增长 37%，而同期息税折旧摊销前利润下降近 80%。

图6.9 2018-2026 年 IEA 全球氢能投资组合的市值



IEA. CC BY 4.0.

注：IEA 全球氢能技术投资组合包含 55 家上市公司，其价值主要由低排放氢发展前景驱动；所纳入公司的股票代码为 0001A0 KS、2570 HK、2582 HK、288620 KS、336260 KS、702 HK、ACH NO、ADN US、HPOW LN、ALHAF FP、ALHRS FP、AMMPF US、AQUNU US、ATOM LN、BE US、BLDP CN、CASAL SW、CAVEN NO、CH CN、CI SS、CPH2 LN、CWR LN、F3C GY、FCEL US、FHYD CN、GHY AU、GNCL IT、GREENH DC、H2A GR、H2O GY、HDF FP、HDRO CN、HTOO US、HYDR BU、HYPRO NO、HYSR US、HYT AU、HYZN US、HZR AU、IMPC SS、ITM LN、LHYFE FP、MPHYF PQ、NCH2 GY、NEL NO、NHHH CV、NXH CN、P1E AU、PCELL SS、PHE LN、PLUG US、PPS LN、PV1 AU、SPN AU、TECO NO。2026 年数值涵盖截至 2026 年 5 月的时间段。

来源：IEA 基于彭博终端数据的分析。

AI 带来的电力需求增长正在影响 IEA 氢能投资组合，不成比例地抬升了一家向数据中心销售天然气燃料电池公司的价值。

IEA. CC BY 4.0.

若将布鲁姆能源从整个投资组合中剔除，过去一年市值略有增长，约等于 2020 年年中首次达到的水平。这在很大程度上得益于美国质子交换膜（PEM）电解槽制造商普拉格能源（Plug Power）和韩国燃料电池制造商斗山燃料电池（Doosan Fuel Cell）的较好表现。然而，这远不能弥补自 2021 年以来普拉格能源以及巴拉德动力（Ballard Power）、燃料电池能源公司（Fuel Cell Energy）、奈尔（Nel）和 ITM Power 等公司造成的价值损失。2025 年，投资组合中有四家公司停止交易：Green Hydrogen Systems、Hyzon Motors、McPhy 和 Proton Motor。我们尚不知晓任何即将到来的氢能公司上市计划。不过，Stegra 于 2025 年年中发布了公开招股说明书，一旦其首座工厂建设最后阶段的融资得到保障，该公司很可能会推进公开上市。

创新

自 GHR-25 以来，氢能技术持续取得重要里程碑，但技术成熟度（TRL）提升的技术数量有所减少：本版为五项，而 GHR-25 为十项——需要注意的是，本版覆盖的时间段略短。这反映了硬件创新领域的总体趋势：进展不均衡，突破之间往往有较长的平台期。包括多项氢能技术在内的大型非模块化技术需要多年的建设和调试周期，首个同类项目尤其如此，这意味着创新无法像软件创新那样快速推进。

下文展示了自 GHR-25 以来值得关注的创新进展。它们反映了氢能价值链各环节和世界各地正在发生的广泛创新，但并非详尽无遗。[72]这些创新按照国际能源署（IEA）《能源创新现状》报告所采用的方法分为五类。

研发与原型验证方面的突出进展

TRL 低于 4 的技术占比相对较小，表明大多数尚未上市的技术至少已进入试点阶段。然而，这并不意味着研发活动有限：突破性技术研究以及旨在提升较成熟技术性能、降低成本的子系统层面渐进式创新仍在继续。

- **减少和回收 PEM 电解槽用铱。**PEM 电解槽目前每 GW 产能需要约 300 千克铱（Ir），行业目标是到 2030 年将这一用量降至 100 千克铱/GW。近期进展表明正在快速推进：Ohmium 报告称已实现 56 千克铱/GW，并计划未

[72] 该清单代表选自 IEA ETP 清洁能源技术指南的部分事件，涵盖 IEA 专家认为属于技术前沿显著进展的近期动态，并辅以公开可查的在线证据。列入本亮点清单不代表对未来影响或潜力的任何评估。有关方法论的更多信息见 IEA《2026 年能源创新现状》附录。

IEA. CC BY 4.0.

来几年进一步降至 30 千克铱/GW 以下。VSPARTICLE 和普拉格能源（Plug Power）开发出一种纳米多孔催化剂层，铱用量比现有电堆减少约 90%；东芝（Toshiba）公布的设计也减少 90%用量，但未说明参照基准。与此同时，庄信万丰（Johnson Matthey）和 Syensqo 展示了从废弃 PEM 组件中千克级回收铂族金属（包括铱）的技术。

- **电催化硫化氢（H_2S）转化开辟了联产氢和硫的路径。**中国一项新的电催化工艺已证明可从 H_2S 分解制氢，转化率超过 99.999%，并以商业级纯度同时产出氢和硫。由于常规硫回收装置已需捕集和处理 H_2S，该工艺可提供一条将这一废物流直接转化为氢和硫的替代路径。

- **基于手性诱导自旋选择性（CISS）的涂层旨在提高电解槽效率。**Chiral Energy 公司已测试一种基于 CISS 的电极涂层，该涂层可选择性地允许特定自旋方向的电子通过。该公司报告称，这可在不加速电堆退化的情况下降低电压、提高电流密度，效率提升最高可达 50%。该技术处于概念验证阶段，正在与电解槽制造商开展测试。

- **铝-水反应器制氢达到概念验证规模。**Found Energy 公司正在美国调试一台 100 千瓦催化铝-水反应器，同时产出热量和氢，规模是其 10 千瓦原型的十倍。在加拿大，GH Power 已获得政府资金验证类似方法：利用废铝生产氢和热量，同时生成氧化铝作为商业化副产品。

首个同类试点与示范成就

在氢能领域，大量技术目前正处于真实条件下首个同类大型试点和商业化前示范阶段。这些首个同类试点对于了解真实运行环境中的性能至关重要，同时仍允许在资本密集的商业化规模化之前进行进一步测试和改进。

- **全球最大高温电解槽投入运行。**Sunfire 公司一台 2.6 兆瓦固体氧化物电解池（SOEC）电解槽（运行温度最高 850°C）已在荷兰鹿特丹耐斯特（Neste）炼油厂启动。此前的最大高温电解槽是 2020 年在德国萨尔茨吉特（Salzgitter）钢厂安装的一台 0.7 兆瓦机组，前者规模更大。

- **全球最大光催化分解水装置投入运行。**中国一座 200 吨/年的设施使用 144 台定日镜（汇聚阳光的大型反射镜）将太阳辐射定向到 24 台从水中制氢的钛酸锶反应器上。该设施由攀枝花城建交通集团和北京纳欧（Nao）氢电科技有限公司合资开发。在澳大利亚，Sparc Hydrogen 公司于 2025 年底投运了一座光催化分解水反应器，目前正在测试该技术。

IEA. CC BY 4.0.

- **全球首台离心式氢压缩机进入示范。**川崎重工（KHI）已在日本建成一座氢涡轮压缩机示范装置，通过高速旋转将体积缩小至传统压缩机的七分之一，并改进冷却和叶轮设计，将耗电量降低 3%-4%。

- **衬砌硬岩洞穴储氢在真实测试中验证了氢循环性能。**瑞典 HYBRIT 试点设施是一座 100 立方米的衬砌硬岩洞穴，可储存约 70 兆瓦时氢（相当于 250bar 压力下 2 吨氢），于 2022 年投运。经过 3 年运行，该设施展示了安全可靠的性能，包括通过重复压力波动的加速机械测试。2026 年，该试点获得延期许可，将测试持续至 2031 年。

- **船用氢发动机完成首次陆基示范。**川崎重工（KHI）、洋马（Yanmar）和日本发动机公司（Japan Engine）对以液氢（LH_2）为燃料的船用发动机开展了陆基试验，液氢气化后以高压或低压供应，以测试不同的发动机配置。KHI 和洋马展示了中速四冲程发动机（0.8-2.6 兆瓦）中的氢燃烧。日本发动机公司展示了一台低速二冲程发动机（最大 5.6 兆瓦），计划 2027 年部署到一艘 17500 载重吨（DWT）多用途船上。

- **兆瓦级氢燃料电池系统完成低空飞行示范。**中国航空发动机集团研制的一架搭载 0.9 兆瓦氢燃料电池的 7.5 吨无人涡桨飞机在株洲芦淞机场完成首飞，飞行 36 公里，时速 220 公里，高度 300 米。此前其他兆瓦级燃料电池系统也曾在飞行中接受测试（据报告，如 Universal Hydrogen 公司），尽管该公司已不再运营。

- **最大燃用 100%氨的锅炉成功完成示范。**英国成功示范了一台 500 千瓦、采用集成裂解燃烧器的锅炉。该系统利用燃烧废热裂解氨，产生足量氢以维持稳定燃烧，从而无需引燃燃料。[73]

- **大型燃气轮机展示 100%氨燃烧。**2026 年初，GE Vernova 与 IHI 宣布在日本一座试验设施中成功示范了 F 级燃气轮机 100%氨燃烧，这是在 IHI 此前展示 2 兆瓦燃气轮机以 100%氨运行的基础上的进一步推进。2026 年 3 月，IHI、马来西亚国家石油公司（Petronas）和 Gentari 签署协议，将于 2027 年在马来西亚一座石化厂址安装 2 兆瓦氨燃料燃气轮机。三菱重工（MHI）还在开发一台设计以 100%氨运行的 40 兆瓦燃气轮机。

- **全球最大的二氧化碳甲烷化装置之一投入运行。**INPEX 和大阪燃气（Osaka Gas）于 2026 年初在日本投运一座产能为 400 标准立方米二氧化碳/小时

[73] 引燃燃料指少量易于点燃的燃料（如天然气或柴油），用于在主燃料难以点燃（如氨，其自燃温度高、火焰传播慢）时启动并稳定燃烧。

IEA. CC BY 4.0.

（通过萨巴捷反应年产约 2.5 千吨合成甲烷）的装置。这超过了已知项目的产能，包括 Hy2gen 在德国自 2013 年起运行的 1.8 千吨/年亚特兰蒂斯（Atlantis）装置。日本这座设施使用捕集到的二氧化碳，甲烷浓度达 96%，并将合成甲烷注入天然气输气管网。

迈向下一阶段的新承诺

示范之后，下一步是规模化，这既需要工程创新以扩大装置规模，也——关键的是——需要企业作出投资决策，表明其已准备好采用新技术。往期《全球氢能展望》突出介绍了重要里程碑，包括瑞典在建的全球首座 100%氢基直接还原铁（DRI）工厂；美国首座配备碳捕集、利用与封存（CCUS）的自热重整器（ATR）工厂（现已投运，二氧化碳捕集部分仍在建设）；以及同样在美国在建的首个大型电解氢储存盐穴。其他应用领域也在规划进一步规模化。

- **全球首座商业规模乙醇制喷气燃料工厂投入运行。**2025 年底，LanzaJet 在其美国 Freedom Pines Fuels 工厂开始生产喷气燃料，产能约 30 千吨/年。虽然这一规模不足小型炼油厂的十分之一，但足以每年为巴黎至纽约之间的近 600 架次航班提供燃料。同样在美国，Gevo 计划建设一座 90 千吨/年的醇制喷气燃料工厂，已签订覆盖约一半产能的照付不议承购协议，同时寻求更多客户和私募股权融资。

- **全球最大的利用电解氢的二氧化碳制甲醇工厂进入建设阶段。**2025 年，丹麦一座利用二氧化碳和电解氢、年产 42 千吨甲醇的工厂投入运营，是同类中规模最大的。更大的项目已在规划中：碳循环国际公司（Carbon Recycling International）正在为中国 170 千吨/年辽源天楹甲醇项目提供技术，该项目将使用电解氢和来自生物质燃烧的生物源二氧化碳，目前正在建设，预计 2026 年投产。

- **首份电气化蒸汽甲烷重整炉工业规模订单。**欧洲能源公司（European Energy）已同意在 2026 年前部署一台由 SYPOX 供应的 10 兆瓦电气化蒸汽甲烷重整炉，用于甲醇生产，日产约 150 吨合成气（约 15 吨氢），耗电量为 16.6 千瓦时/千克氢。这标志着在此前进展基础上的规模化，包括托普索（Topsoe）自 2021 年起在丹麦一座设施试点的 e-REACT 技术，以及沙特阿美（Saudi Aramco）与托普索于 2024 年底签署的 3 兆瓦电气化重整炉协议。

- **非等离子体甲烷裂解路径更接近工业部署。**催化甲烷分解是非等离子体路线中较为先进的一种，Hycamite 在芬兰的 2 千吨/年氢工厂于 2024 年投

IEA. CC BY 4.0.

运。2026 年，Hazer 集团与 KBR 完成了 Hazer 催化甲烷裂解工艺的商业设计包，适用于 30-50 千吨/年氢的工厂，为未来许可授权提供支持。非等离子体热甲烷裂解也在向更大规模示范推进，尽管初始技术成熟度（TRL）较低。2025 年底，巴斯夫（BASF）与埃克森美孚（ExxonMobil）建立战略合作，将在美国得克萨斯州埃克森美孚石化联合体部署巴斯夫技术，规划装置产能为 2 千吨/年氢和 6 千吨/年固体碳。Ekona Power 正基于脉冲燃烧探索不同的热解路线，已于 2025 年完成其 0.2 吨/日氢 Gen1 本那比（Burnaby）试点，并计划扩大至 0.5 吨/日氢（约 180 吨/年氢）。

- **氢燃料电池在船运领域的应用达到多兆瓦级**。氢燃料电池功率已从 2017 年“能源观察者”号（Energy Observer）科考船上的 22 千瓦，提升至 2023 年挪威 MF Hydra 渡轮上的 400 千瓦，2024 年凭借 H_2Barge 2 内河船跨越 1 兆瓦门槛，2025 年随 Breakthrough 超级游艇达到 3 兆瓦。更大规模的应用正在进行：挪威博德—罗弗敦航线的两艘 Torghatten Nord 客滚渡轮和 Viking Libra 邮轮计划于 2026 年投入运营，燃料电池系统功率分别为 6.4 兆瓦和 6.3 兆瓦；全球首艘氢动力近海集装箱船——Samskip 公司的 SeaShuttle（3.2 兆瓦氢动力近海集装箱船）——已于 2025 年底铺设龙骨。总体而言，这相当于十年内规模提升了近 2.5 个数量级。

- **首条大型天然气输气管道改造用于输氢**。Gascade 在德国用不到一年时间完成了约 400 公里高压天然气管道改造，在充氢后于 2025 年底投运其 Flow 项目北段。尽管荷兰早在 2018 年就曾将一条 12 公里天然气管道改造用于输氢，Flow 项目仍代表首次在输气管网规模上实施改造。

- **大型液氢运输船正在开发中**。2026 年初，川崎重工（KHI）与日本 Suiso Energy 公司签署合同，建造一艘 4 万立方米液氢运输船（相当于 2.7 千吨氢），配备蒸发气回收装置，并用于双燃料（柴油/氢电）发电机组。该船预计将于 2030 年前开展远洋试航。其设计承袭自 Suiso Frontier 液氢运输船——该船是第一艘液氢运输船，容量为 1 250 立方米（85 吨氢），于 2019 年启航，并于 2022 年完成首批液氢运输。

新产品与新工艺进入市场

一些氢相关技术现已以产品或工艺的形式实现商业可用，而就在几年前这些产品或工艺还未上市。

- **集装箱式合成烃燃料装置瞄准国防应用**。2026 年 3 月，德国 INERATEC 推出其 Lifeline 产品线——集装箱式模块化燃料合成装置，产能为 4-7 千吨

IEA. CC BY 4.0.

/年。这些装置生产与现有军用车辆和飞机兼容的合成燃料。INERATEC 与莱茵金属（Rheinmetall）正在更广泛的 Giga PtX 计划下为首批试点寻求融资。

- **低速氨发动机从实验室走向船厂。**2025 年，WinGD 首台 52 缸径低速氨发动机安装在韩国建造的 EXMAR 中型液化石油气/氨运输船上。74到 2026 年初，中国船舶集团已向一家中国船厂交付首台 72 缸径低速氨发动机，额定功率 14 兆瓦，用于 CMB 的 21 万载重吨散货船。Everllence 推出了其 ME-LGIA 发动机，提供最高 80 缸径配置，预计自 2026 年起供应，并已获得汽车运输船和超大型氨运输船的初期订单。

- **可改用氢气（Hydrogen-ready）的直接还原铁（DRI）作为炼铁灵活选项日益受到青睐。**MIDREX Flex 是一种直接还原铁（DRI）工艺，目前以天然气运行，可逐步过渡到 100%氢：氢占比最高 30%时无需重大设备改造，更高占比只需有限改动，尤其是压缩系统。首座商业工厂于 2024 年底在托斯亚利（Tosyali）位于阿尔及利亚的 250 万吨/年设施投入运营。另一座 250 万吨/年工厂正在德国蒂森克虏伯钢铁建设，目标 2026 年底完工，计划在供应条件具备后自 2028 年起使用氢气；此外还有一座 250 万吨/年项目位于利比亚。由特诺瓦（Tenova）和达涅利（Danieli）联合开发的 ENERGIRON 工艺也可向 100%氢过渡。中国宝武湛江钢铁基地的一座 100 万吨/年设施于 2026 年初投入运营，另一座正在墨西哥建设。

- **大型 100%氢能就绪燃气轮机投入运行。**氢燃料燃气轮机正在扩大规模：从 2023 年西门子能源 SGT-40012 兆瓦机组在法国以 100%氢运行，到 2025 年明阳智能 30 兆瓦木星一号（Jupiter-1）机组在中国投运。2026 年初，GE Vernova 的一台 75 兆瓦 7E 燃气轮机在美国被改造为可燃烧最高 100%氢混合物。燃烧方式有所不同：西门子和明阳机组采用干式低排放（DLE）技术限制氮氧化物排放，而位于迪巴里（DeBary）的 GE Vernova 机组采用湿式低排放（WLE）技术。WLE 系统改造为氢燃料更简单，但 DLE 技术在新燃气轮机中更常见，且效率更高。

研发试验设施与试验场地的增强

创新需要研发和测试，通常依赖成本高昂的设施，这些设施需要高利用率才能证明投资合理。用于测试氢相关技术的新基础设施正在出现，可产生可比较的

[74] 船用发动机的缸径指气缸的直径。较小缸径（如 50）用于区域航线的较小船舶，而较大缸径（如 72）用于面向长距离航线的大型船舶。

IEA. CC BY 4.0.

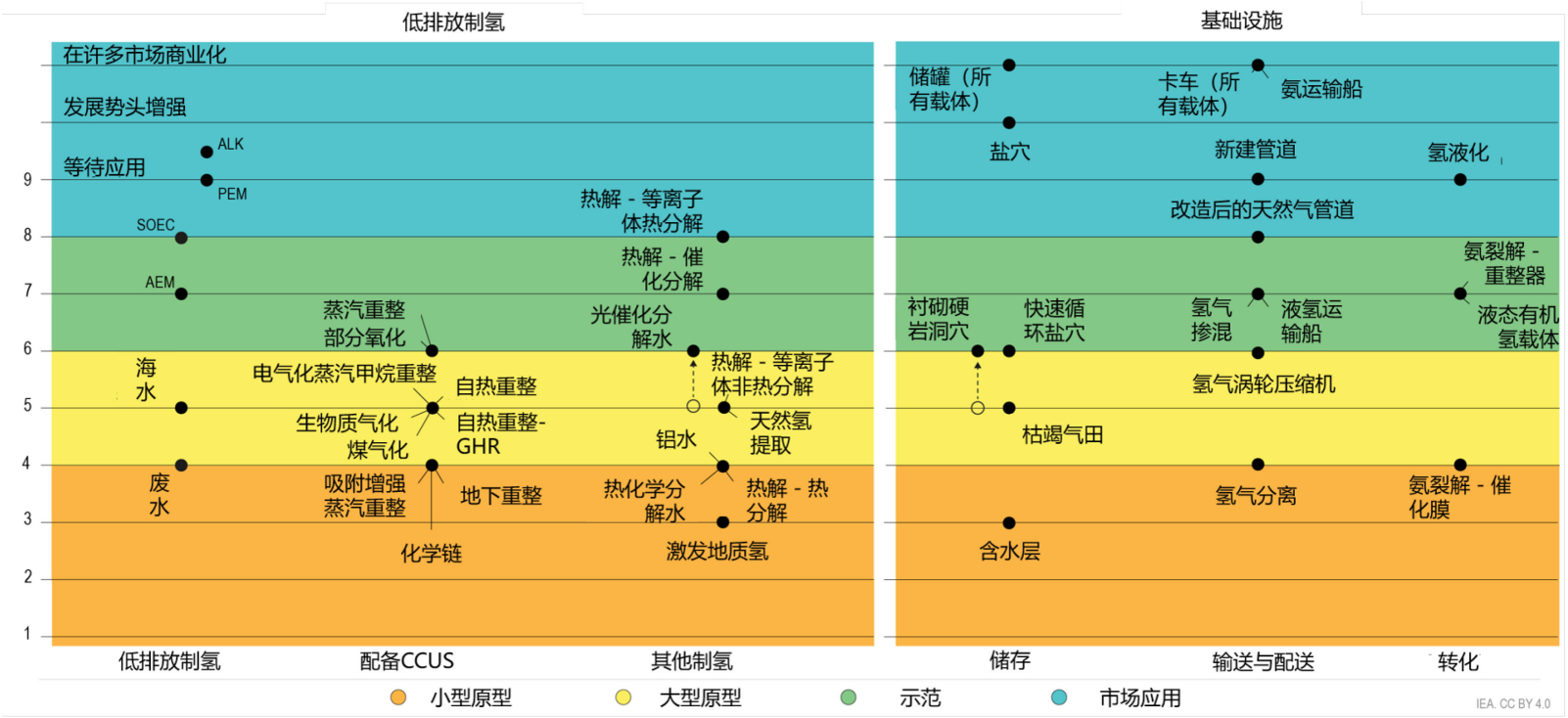
性能指标，尤其是在共享使用能够最大化利用率和扩大可及性的情况下。

- **氢内燃机测试设施**。庄信万丰（Johnson Matthey）已在瑞典哥德堡开设这样一个测试中心，作为其中型和重型柴油发动机中心的一部分。该中心可运行面向重型车辆、功率最高 600 千瓦的完整测试发动机，并评估催化剂性能和排放控制系统。

- **氢能输送培训中心**。德国天然气输气管网运营商 OGE 已在德国开设一座氢能培训中心，用于复现氢能输送管道的真实运行条件，并作为其员工和外部参与者的培训设施。

IEA. CC BY 4.0.

图6.10 低排放氢生产及基础设施相关技术的技术成熟度



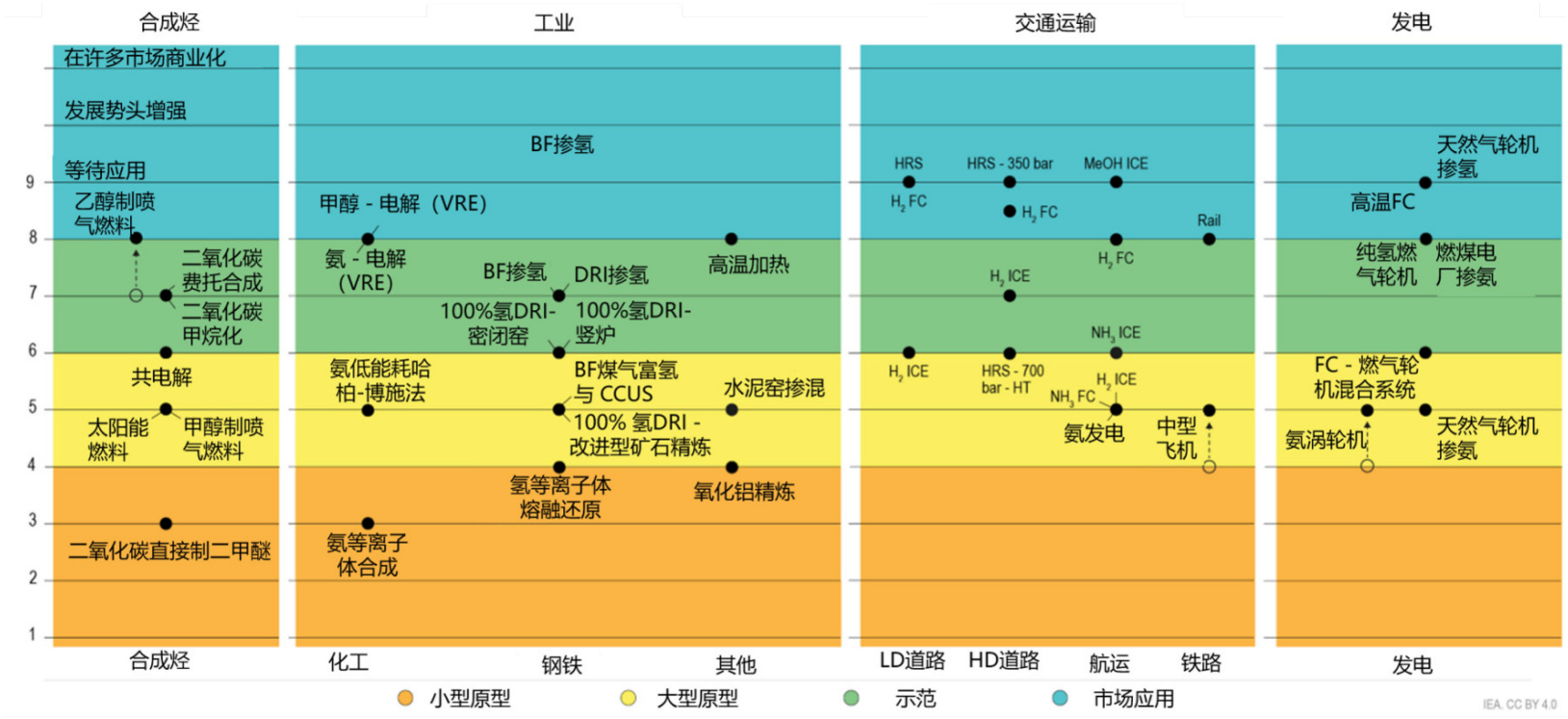
注：AEM = 阴离子交换膜；ALK = 碱性（电解水）；ATR = 自热重整器；CCUS = 碳捕集、利用与封存；GHR = 燃气加热重整炉；PEM = 质子交换膜；SOEC = 固体氧化物电解池。箭头显示 2025 年年中至 2026 年年中技术成熟度的变化。生物质同时指生物质和废弃物。就 CCUS 类别中的技术而言，技术成熟度指生产技术耦合 CCUS 及高二氧化碳捕集率的整体概念。管道指陆上输送管道。枯竭气田和含水层储氢指纯氢而非混合物。LOHC 指液态有机氢载体的加氢和脱氢。

来源：IEA（2026），ETP 清洁能源技术指南；IEA 氢能技术合作计划。

非电解制氢路径的技术进展仍在继续，但高二氧化碳捕集率的氢生产尚未在大规模上得到示范。

IEA. CC BY 4.0.

图6.11 合成氢基燃料生产及其他用途相关技术的技术成熟度



注：BF = 高炉；CCUS = 碳捕集、利用与封存；DRI = 直接还原铁；FC = 燃料电池；HRS = 加氢站；PEM FC = 质子交换膜燃料电池；SOFC = 固体氧化物燃料电池；VRE = 可变可再生能源电力。箭头显示 2024 年年中至 2025 年年中技术成熟度的变化。工业中的“其他”包括除甲醇、氨和钢铁生产以外的所有工业部门。交通中的“其他”包括铁路和航空。热电联产指热力和电力的联合生产。

来源：IEA（2026），ETP 清洁能源技术指南；IEA 氢能技术合作计划。

氢终端用途的成熟度仍不均衡：交通和电力推进较快，而工业和合成烃因其规模更大、模块化程度较低而滞后，但首个同类项目正在进入建设

IEA. CC BY 4.0.

第 7 章 政策

要点

- 自《全球氢能展望 2025》（GHR-25）发布以来的政策更新中，已确定约 410 亿美元的公共资金。其中近三分之二与现行立法相关，且近 25%已拨付至项目，促成最终投资决策（FID）。与 GHR-25 相同，大部分资金来自发达经济体；每投向需求侧 1 美元，约有 1.5 美元投向供给侧。
- 全球国家氢能战略数量已稳定在 66 项，近期的更新侧重于落实战略行动（巴西、毛里塔尼亚、罗马尼亚）或下调目标（智利和荷兰）。然而，多数国家仍落后于其目标，即便将 2030 年前有望投产的具备较强潜力的项目纳入考虑也是如此。仅荷兰和中国两个国家有望实现其 2030 年目标。
- 为支持需求创造，欧盟委员会提出了一项面向公共采购的低排放钢配额，以及汽车一揽子方案中用于乘用车和厢式货车的低排放钢配额，以助力实现二氧化碳减排目标。到 2026 年 6 月初，欧洲可再生能源指令的转化已在 13 个成员国完成，涉及交通运输领域，为超过 575 千吨/年的低排放氢创造了需求。
- 中国宣布了一项总资金为 11 亿美元的城市群计划，旨在将氢能用途拓展至汽车之外，并设定了终端用氢价格目标（3.6 美元/千克，力争达到 2.2 美元/千克）以及到 2030 年部署 10 万辆燃料电池电动汽车（FCEV）的目标。
- 截至 2026 年 5 月底，日本已选出其差价合约计划的六家中标方，合计近 130 千吨低排放氢。其中两家支持面向电力行业的氨进口。德国与欧盟委员会就其可掺烧氢气的燃气轮机机组目标达成一致。
- 在供给侧，可再生氢在全球获得的支持最为广泛。然而，项目取消（尤其是在欧洲）降低了支出。在 2025 年批准一项共同的国家援助框架后，多个欧盟成员国宣布支持电解槽制造。
- 在标准方面，印度为可再生氨和可再生甲醇界定了排放阈值，中国则制定了到 2028 年电堆级能耗 47.2 千瓦时/千克（按低位热值约为 71%）的效率标准。

IEA. CC BY 4.0.

氢能政策与资金支持

66个国家
已制定氢能战略

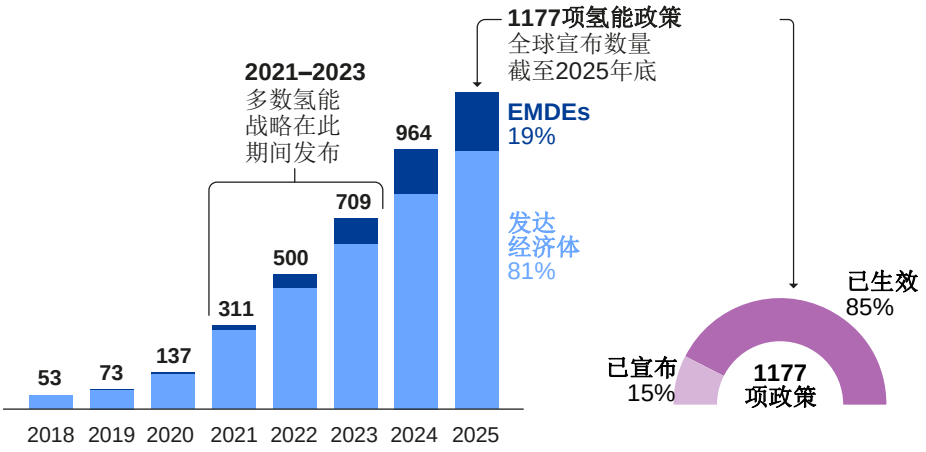
256项政策
取得进展
自GHR-25以来

410亿美元
公共资金涉及的
政策取得进展
自GHR-25以来

1.5倍
供应端资金
相对于需求端

35国中仅2国
目前有望如期
实现2030年目标

当前多数氢能政策来自发达经济体，新兴市场和发展中经济体也正加入这一趋势



支持氢能需求的新政策：

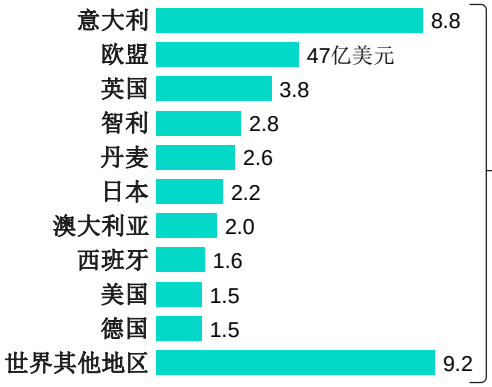
工业加速法案（欧盟）
提议公共采购中设定
25%低排放钢材配额

汽车一揽子方案（欧盟）
提议减排目标中最多**7%**
可通过使用**低排放钢材**
实现

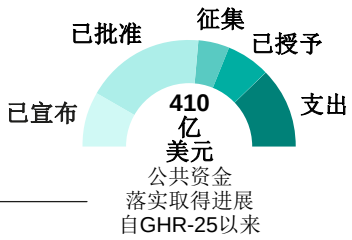
城市群示范（中国）
11亿美元在4年内
支持5个城市群，推动
道路交通以外的应用

按地区划分的氢能年度资金支持

针对自GHR-25发布以来取得进展的政策



资金落实进展

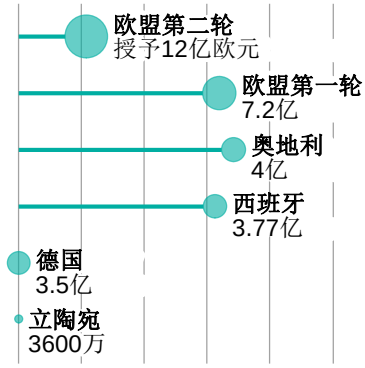


公共资金
落实取得进展
自GHR-25以来

24%已拨付至项目

已实施政策有望
在2030年创造近
600万吨/年低排放氢的需求

欧洲氢能银行



各国正采取不同方式支持低排放氢

中国 | 2030年180万吨氢/年

41个氢能项目 国家能源局遴选**优先给予贷款或补贴**

20%补贴 **可再生甲醇**的补贴比例

日本 | 2030年21.5万吨氢/年

13万吨氢/年 日本**差价合约（CfD）**补贴项目支持

20亿美元 通过国有银行**提供贷款**，支持日本企业投资美国**氨**供应企业

欧盟 | 2030年68.5万吨氢/年

29亿欧元 可持续交通投资计划提供，至2027年推动**可再生燃料规模化发展**

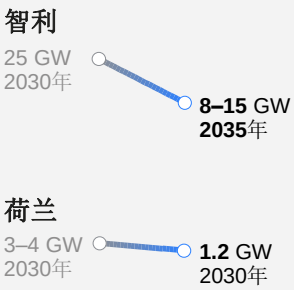
106亿欧元 清洁工业协议国家援助框架提供，至2030年**支持低碳燃料与清洁技术制造**

印度 | 2030年51万吨氢/年

724千吨氢/年 经**13轮氨拍卖**签约；未来**甲醇生产招标**计划最高50万吨/年

2项GHG标准 规定**氨的限值**（0.38kgCO_2-eq/kg）和**甲醇**限值（0.44 kgCO_2-eq/kg）

2国调整氢能供应目标：



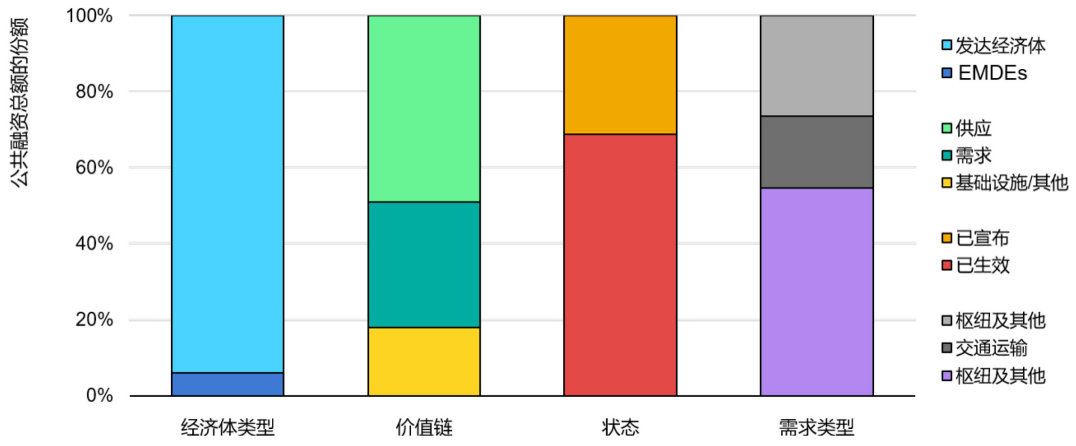
IEA. CC BY 4.0.

本章聚焦自 2025 年 9 月 GHR-25 发布以来氢能政策格局的更新。本分析辅以国际能源署（IEA）在线的氢能追踪平台，其中收录了自 2020 年以来全球宣布或实施的 1200 多项氢能政策。

公共资金概况

自 GHR-25 以来，覆盖整个价值链的 250 多项政策取得进展，这些政策获得总计 410 亿美元的公共资金支持。以不同方式切分这些资金时，趋势与 GHR-25 大体相似。近 95%的资金来自发达经济体（图 7.1），这部分反映了这些国家普遍采用赠款、差价合约（CfD）和固定溢价，而其他在货币价值上更难量化的措施（如税收激励、土地划拨或简化许可）相对较少。每投向需求侧 1 美元，就有 1.5 美元投向供给侧，供给侧继续优先于需求推广。这在一定程度上也归因于政策工具的选择，因为授权和汇聚需求的政策举措常用于需求创造，但难以转换为货币价值。近 70%的资金来自已生效并已发布具体授标结果的政策，在许多情况下，相关合同已签署，以将资金拨付给具体项目。

图7.1 2025-2026 年按地区、状态和用途划分的与氢相关政策的公共资金占比



IEA. CC BY 4.0.

注：EMDEs = 新兴市场与发展中经济体。并非所有政策都能转换为货币价值。资金仅涵盖自 2025 年 9 月 GHR-25 发布以来的时期。数字既包括已授标的具体招标和邀约，也包括 GHR-25 以来宣布的未来资助计划公告。图中包含国家和区域政府的资金，但不包括主权贷款和来自开发性金融机构的资金；相关数字见第 6 章。需求类型类别中的其他部门包括发电和供热。

自 GHR-25 以来宣布或拨付的 410 亿美元公共资金中，近一半流向供给侧，且近 95%来自发达经济体。

IEA. CC BY 4.0.

已生效政策中规模最大的资金分配之一，是批准建设一条丹麦至德国的 133 千米氢能管道，该管道将通过一笔 75 亿丹麦克朗（约 11 亿美元）的资本支出（CAPEX）贷款以及 30 年内 106 亿丹麦克朗（约 16 亿美元）的运营补贴进行融资。其他大型分配包括：60 亿欧元用于支持意大利通过差价合约计划生产 200 千吨/年的可再生氢；澳大利亚为"领先计划"（Headstart）启动的 10 亿澳元（约 6 亿美元）招标；意大利重要欧洲共同利益项目（IPCEI）获批 13 亿欧元；以及欧洲氢能银行第三轮授标 11 亿欧元。到 2026 年初，法国已拨出其 2020 年路线图中预留的 90 亿欧元的近一半。

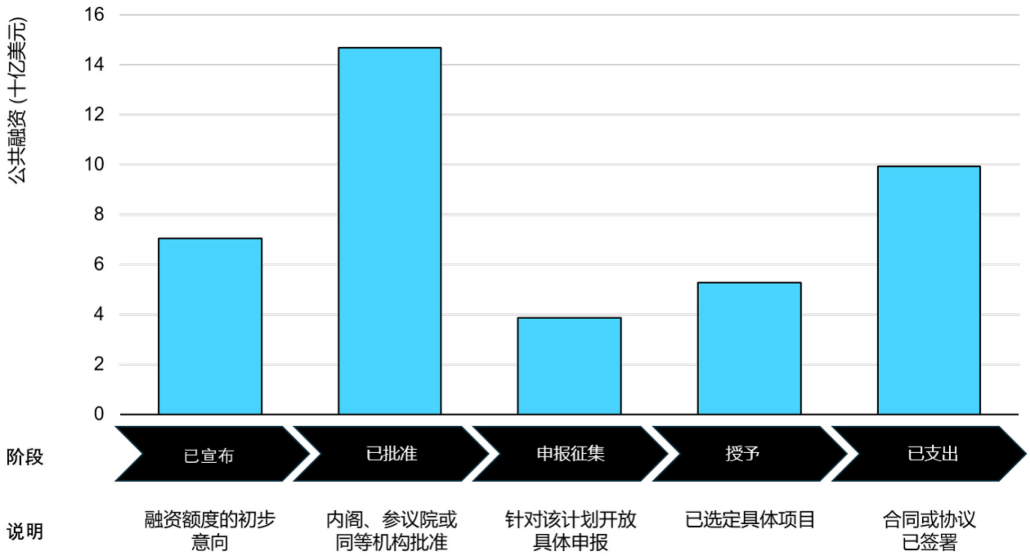
不同政策所附公共资金会经历不同的成熟阶段，从宣布到拨付，而公共资金规模的初步估算可能与招标中授予具体项目的最终金额不同。此外，从战略文件宣布到资金流向项目可能需要数年时间。例如，欧盟于 2020 年 12 月启动 IPCEI，首批于 2022 年 7 月获欧盟委员会批准，第四批于 2024 年 5 月获批。随后资金还需经各国政府批准，导致进一步延迟。到 2025 年 6 月，成员国已将 73% 的资金分配至项目。2025 年底，一些欧盟成员国仍在向具体项目授予资金（如德国），或开启新项目招标（斯洛文尼亚）。

已获得公共支持并作出最终投资决策（FID）的项目示例包括：挪威一项高达 1GW/年的碱性电解槽制造产能（补贴最多可覆盖 60%的资本支出和运营成本），以及奥地利一个 140 兆瓦项目。西班牙还有多个项目，包括韦尔瓦的一个 300 兆瓦项目（以 760 欧元/千瓦资助，覆盖总资本支出的 23%）、卡塔赫纳的一个 100 兆瓦项目（1550 欧元/千瓦，覆盖资本支出的 52%），以及毕尔巴鄂的一个 100 兆瓦项目（1600 欧元/千瓦，覆盖资本支出的 55%）。一些项目还获得了多种来源的支持。例如，日本正寻求从美国一个项目进口氨。在供给侧，该项目获得美国的一项税收激励（45Q），以及日本的差价合约计划支持。日本的进口设施将获得城市群计划项下的支持。此外，一家日本国有银行为日本企业投资该项目背后的公司提供贷款。在美国，多项税收激励可叠加使用，包括可再生电力的生产税收抵免（45Y）、可再生氢的生产税收抵免（45V）以及电池的投资税收抵免（48E）。

在 GHR-25 以来取得进展的政策所涉及的 410 亿美元公共资金中，近 25%目前已经支出（即已签署合同或协议）。示例包括欧洲氢能银行的拍卖以及波兰支持的电解槽项目（343 兆瓦，5.6 亿美元）。近一半资金来自尚未发布具体招标的政策（图 7.2）。这包括欧盟宣布的可持续交通投资计划（29 亿欧元）、荷兰面向工业部门的赠款（6.62 亿欧元）以及智利面向可再生氢的税收激励（28 亿美元）。

IEA. CC BY 4.0.

图7.2 自《全球氢能展望 2025》发布以来 2025-2026 年按阶段划分取得进展的政策中的公共资金



IEA. CC BY 4.0.

注：并非所有政策都能转换为货币价值。资金仅涵盖自 GHR-25 以来的时期。数字既包括已授标的具体招标和邀约，也包括自 2025 年 9 月 GHR-25 发布以来宣布的未来资助计划。

自 GHR-25 以来更新的政策所涉及的 410 亿美元公共资金，目前大部分已处于后期阶段，项目已选定或协议已签署。

战略与目标

已宣布的氢能战略数量现已稳定，目前共有 66 项战略。自 GHR-25 以来，仅黑山发布了战略，格鲁吉亚宣布了制定战略的计划。欧盟发布了可持续交通投资计划，在 2027 年底前预留 29 亿欧元，用于推动可再生和低碳燃料的规模化，以实现欧盟航空和船运法规中的目标。[75]

战略发展的主要路径，要么是通过具体行动向前推进，要么是将目标调整得更为现实。前者的例子包括罗马尼亚的行动计划，该计划为 2025-2030 年期间规划了四大目标下的 33 项行动；巴西的技术路线图，估算了到 2050 年的潜在需求和制造成本；以及毛里塔尼亚作为其《绿氢法典》后续，与私营企业签署框架协议。目标方面，智利将其 2030 年目标从 25GW 下调至到 2035 年 8-15GW，荷兰现预计到 2030 年将有 1.2GW 的电解制氢投运（相比之下最初目标为 3-4GW）。印度在部署方面取得进展，但视市场需求和已确认承购情况，其 500

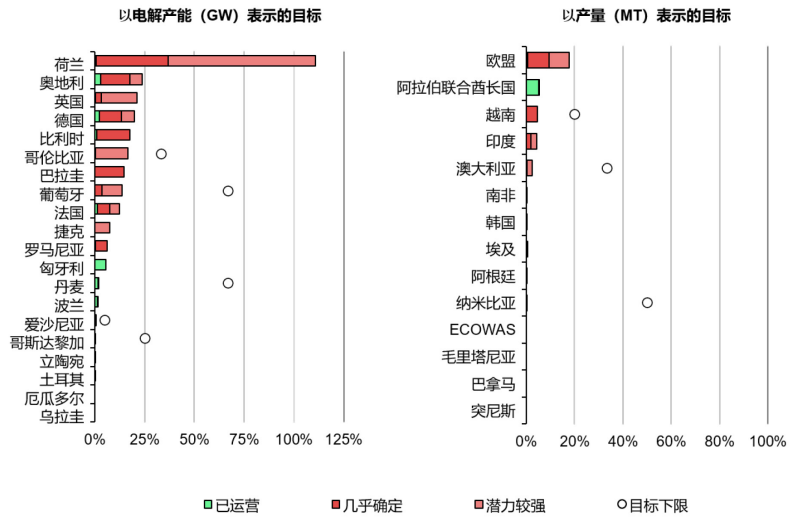
[75] 关于本报告中“低碳氢”一词的使用，见注释说明附录。

IEA. CC BY 4.0.

万吨/年的目标或许只能在 2030 年之后实现。中国在其“十五五”规划中将 2030 年生产目标定为 300 千吨/年，并有望到 2027 年实现该目标。中国还将可再生氢列为六大有潜力的未来产业之一，目标是将其应用拓展至公路交通之外，并作为零碳工业园区发展的一部分。

然而，多数国家仍远远落后于其 2030 年目标（图 7.3）。考虑到 2030 年前有较强潜力投运的项目（见第 3 章），即仍需大量政策支持和加快执行的项目，35 个国家或地区中只有 2 个有望实现其 2030 年目标。首先，荷兰在其 2020 年氢能战略中设定了到 2030 年 3-4GW 电解制氢的目标，但市场发展慢于预期。2024 年，一家政府机构评估认为该国到 2030 年有望实现 1.2-1.5GW，随后在 2025 年 9 月，政府宣布将 3-4GW 目标推迟至 2035 年，2030 年预期为 1.2GW。其次，中国有望超额完成其 2030 年目标，具备较强潜力或较为确定的项目到 2030 年合计近 190 万吨。另一端则是运行产能有限、项目规划尚不成熟且距实现仍很遥远的国家。这类国家包括阿根廷、智利、厄瓜多尔、埃及、毛里塔尼亚、纳米比亚、巴拿马、突尼斯和乌拉圭。

图7.3 2030 年按国家或地区划分的可再生氢生产目标及其项目规划落成可能性的比较



IEA. CC BY 4.0.

注：所有数字均以最大目标的占比表示。目标按宣布的计量单位列示，以避免对电解平均容量因数作出假设。中国未纳入图中，以避免扭曲比例，且因其 2030 年目标为 300 千吨/年，而其包含所有具备较强潜力项目的项目规划是该目标的 6 倍以上。荷兰将其目标更新为 2030 年 1.2GW、2035 年 3-4GW。西班牙在其自 2024 年 9 月起生效的《国家能源与气候计划》中将目标更新为 12GW。“具备较强潜力”指尚未作出最终投资决策（FID）但根据《GHR-25》所编制方法（本报告已更新）有望于 2030 年前投运的项目。

大多数国家都远远落后于其生产目标，即便将 2030 年前有较强潜力投运的项目纳入考虑也是如此。

IEA. CC BY 4.0.

需求创造

过去一年与需求创造相关的主要进展是贷款和贷款担保使用增加、面向汽车行业的低排放钢激励措施，以及欧盟的协调工具（如“氢能机制”和“电制可持续航空燃料先行者联盟”）。为促进低排放氢的需求，正在采用多种方法，针对不同行业和地区量身定制。然而，进展仍然缓慢。例如，欧洲可再生能源指令（RED）向国内立法的转化仍在进行。电力行业的进展主要来自亚洲国家，而巴西、印度和荷兰则有与氢能枢纽相关的动态。当前已生效的政策已足以到 2030 年支撑高达 550 万吨/年的低排放氢需求。[76]

在工业领域，荷兰向塔塔钢铁发出意向书，拟为一套将于 2028 年投产的新直接还原工厂提供相当于投资六分之一的贷款，该工厂预计先以天然气运行，自 2032 年起逐步改用生物甲烷和氢气。荷兰还提出一套新工具（6.62 亿欧元），以支持工业用户满足 RED 配额。该计划仍在制定中，但初步建议包括 4—8 年的合同期限，以及投标时须持有确定的供应协议，以避免投机性投标。资金足以促进约 18 千吨/年的需求，不足当前氢需求的 2%。世界银行的气候投资基金邀请巴西、埃及、墨西哥、纳米比亚、南非、土耳其和乌兹别克斯坦参与其 10 亿美元的工业脱碳计划，纳米比亚开放了意向征集至 2025 年 11 月，巴西则提出了一项包含五个钢铁和化肥项目的提案。[77]

在电力行业，新加坡选定了为发电提供低碳或零碳氨（55—65 兆瓦电力）的联合体，并已完成加注。下一步是开展前端工程设计。韩国因招标时间跨度（氨掺烧支持至 2043 年）与国家煤电退出目标（2040 年）不匹配，取消了发电招标。日本公布了其第三轮长期脱碳电力拍卖的结果，其中包括两台烧氢机组（253 兆瓦）和两台氨掺烧机组（264 兆瓦氨掺烧产能）。从第三轮起，支持扩大到同时覆盖燃料成本（前两轮仅支持资本支出）。从第四轮起，项目将接受筛选标准审查，以确保选出与政策最相关的项目。德国与欧盟委员会就其电厂策略达成一致，该策略旨在保障电力供应。该策略包含一项条件，即所有机组都应具备烧氢能力，并在 2045 年前完全脱碳，同时设定了到 2040 年 2GW 氢能电力产能、到 2043 年再增加 2GW 的目标。

此外，各方还致力于将不同用户的需求整合起来，并与供给侧进行协调。欧盟氢能机制于 2025 年 11 月开启首次供应招标，超过 260 个项目提交了提案。承购招标开放至 2026 年 3 月，具体的供应商和用户在 2026 年 4 月完成匹配。

[76] 关于《全球氢能展望》中低排放氢的定义详情，见附录。

[77] 假设上限价格为 9 欧元/千克氢，合同期限为 4 年。

IEA. CC BY 4.0.

该工具旨在为基础设施开发商和融资方提供项目规划的可见性，同时提供撮合功能，预计在完全成熟后每年可开展多轮。在首轮中，供给侧共有 265 个项目，合计 1760 万吨/年，机制产生了 273 个独特的承购—供应组合，87%的承购方至少收到一封意向书。此外，电制可持续航空燃料先行者联盟(e-SAF Early Movers' Coalition)于 2025 年 12 月启动，汇集了八个欧盟成员国，旨在为合成煤油项目筹措至少 5 亿欧元。德国已提议为这些拍卖提供最高 20 亿欧元支持。该联盟计划采用类似 H2Global 的双边拍卖，首场拍卖定于 2026 年。

中国宣布建立城市群试点计划，4 年期内为五个城市群提供总计 80 亿元人民币（约 11 亿美元）支持。该计划旨在将可再生氢应用拓展至燃料电池电动汽车（FCEV）之外，包括可再生氨和甲醇、钢铁、工业供热、重型运输和氢混燃。铁路、船运、航空、备用电源和非道路车辆中的创新应用也受到鼓励。试点目标包括将终端用氢价格降至每千克 25 元人民币（约 3.5 美元）以下，部分区域力争达到每千克 15 元人民币（约 2.1 美元），以及到 2030 年部署 10 万辆燃料电池电动汽车(FCEV)。资金将按奖励机制分配，奖励将根据终端产品的应用或氢消费规模分级。

欧洲也有公共采购的案例。其一是欧盟工业加速器法案，旨在加强该地区在战略行业的工业领导地位并加快工业脱碳投资。实现这一目标的措施包括在公共采购中引入 25%的低排放钢配额，同时引入认证标准和碳强度标签。此外，对于氢能拍卖或支持电解槽制造产能的公共计划，欧盟成员国应在资格预审标准中要求，用于生产氢气的电解槽以及一两个额外的主要特定组件应来自欧盟。该法案仍需经欧洲理事会和欧洲议会谈判，因此可能仍有变化。另一个规模小得多的例子来自英国，可再生氢将在隧道建设期间使用。供应量为 2500 吨氢，合同总价值 4400 万美元，意味着成本为 17.6 美元/千克。

欧盟委员会提出汽车一揽子方案，其中包括促进低排放钢需求的措施，这些措施又可能带动该地区对低排放氢的需求。该方案设定了自 2035 年起乘用车和厢式货车尾气排放减排 90%的目标，其余 10%可通过交易证书来满足，用于"低碳"钢（最高 7%）、非生物来源可再生燃料（RFNBO）和生物燃料（最高 3%）。

关于欧洲可再生能源指令（RED）向国内立法的转化，交通运输领域进展最大，炼油厂所用氢气可计入到 2030 年占交通需求 1%的目标，这一可能性促进了实施。到 2026 年 6 月初，27 个欧盟成员国中有 13 个（占欧盟交通能源需求的 60%以上）已完成面向交通运输领域转化该指令。这足以触发至少 575 千吨/年的氢需求，与目前运营中或已作出最终投资决策（FID）的 630 千吨/年低排放氢生产项目相当。另有 7 个成员国正在为交通运输转化该指令，但目前只有

IEA. CC BY 4.0.

4 个正在为工业转化。比利时、法国、德国和西班牙还定义了 2030 年之后的 RFNBO 配额，这为投资所需的市场需求提供了额外可见性。然而，欧盟成员国采用了不同的绝对目标、按交通方式的子目标、不合规罚款和乘数（计入目标的能量含量），这可能让跨境工作的项目开发商难以应对（图 7.4）。德国在欧盟交通能源需求最大，其不合规罚款最高（14.4 欧元/千克），且 RFNBO 还可通过温室气体减排体系以 3 倍乘数产生信用积分，到 2036 年为止，基于 2026 年初的平均证书价格，这可额外产生约 8.8 欧元/千克的激励。

德国和荷兰已出台政策，以应对部署早期加氢站（HRS）利用率低的问题。在德国，HRS 最多可获得符合条件的成本的 50%，燃料电池电动卡车可获得覆盖与同类柴油卡车购置价差最高 80%的补贴。纳入资助申请的车辆应覆盖至少 10%的 HRS 日容量。在荷兰，氢能交通补贴计划最多可补贴 HRS 的 40%以及与内燃机汽车购置价差的 80%。申请应至少包含一家运输或物流公司，申请中的车辆每日应使用 HRS 容量至少 300 千克/日（kg/d）——HRS 最小规模为 1000 千克/日——且其中至少一半应由公交车、中型和重型卡车使用

IEA. CC BY 4.0.

表 7.1 欧洲可再生能源指令交通运输目标向国内立法的转化

国家/地区	状态	配额			乘数	炼油厂路径	罚款（欧元/千克）
		非生物来源可再生燃料+生物燃料	非生物来源可再生燃料（公路）	非生物来源可再生燃料（其他）			
比利时	🟡	1% (2028); 2.5% (2029); 4% (2030)	1% (2030); 6% (2035); 8% (2040)	船运：0.4% (2028); 1.2% (2030)	2（公路交通）3（船运）	☑[78]	9.9
保加利亚	🟡	5.5% (2030)	1% (2030)	船运：1.2% (2030)	-	-	
捷克	🟢	1.25% (2026) 5.5% (2030)	1% (2030	-	2（公路交通）	☑	9.8
丹麦	🟢	5.1% (2030)	0.9% (2030)[79]	-	2（公路交通）	-	
芬兰	🟢	3% (2025); 10% (2030)	1.5% (2028-2029); 4% (2030)	-	2（公路交通） 1.5（船运/航空）	☑[80]	6.6
法国	🟢	3.45% (2030)	0.1% (2026) 1.2% (2030)6[81]	航空：1.2% (2030), 2% (2032), 5% (2035)	-	-	13.2
德国	🟢	-	0.1% (2026);1.2% (2030); 12% (2040)	-	公路：3 (2025), 1 (2038)；其他： 4.5 (2025), 1.5 (2038)	☑	14.4
希腊	🟡	1% (2025) 5.5% (2030)	1% (2030); 1.2% (2030); 12% (2040)	-	2（公路交通） 1.5（船运/航空）	☑	8.4
匈牙利	🟢	1% (2026) 5.5% (2030)	1% (2030)	-	2（公路交通） 1.5（船运/航空）	☑	10

[78] 最高 85%（以促进氢的直接使用）。

[79] 不包括航空。

[80] 2030 年前最高 0.5%，2030 年后最高 1%。

[81] 低碳氢和 RFNBO 的配额。

IEA. CC BY 4.0.

国家/地区	状态	配额			乘数	炼油厂路径	罚款（欧元/千克）
		非生物来源可再生燃料+生物燃料	非生物来源可再生燃料（公路）	非生物来源可再生燃料（其他）			
爱尔兰	🟡	8% (2026); 21.5% (2030)	0.1% (2028); 2.5% (2030)	-	2（公路交通） 1.5（船运/航空）	-	
意大利	🟢	8% (2030)	1% (2030)	-	2（公路交通） 1.6（炼油厂）	☑	-
拉脱维亚	🟢	5.5% (2030)	1% (2030)	-	-	☑	8.4
立陶宛	🟢	1% (2025); 5.5% (2030)	1% (2030); 1.07% (2030)	1.2% (2030)	2（公路交通） 3（船运/航空）	-	7.2
荷兰	🟢	3.15% (2026); 9.87% (2030)	0.05% (2026); 1.07% (2030)	船运：0.32% (2030)	-	☑	-
波兰	🟡	-	1% (2030)	-	3（船运/航空）	-	1.4
葡萄牙	🟡	公路：15% (2030) 海事：9% (2030)	0.2% (2027); 1.5% (2030)	0.2% (2027); 1.2% (2030)	2（公路交通） 1.5（船运/航空）	☑	5
罗马尼亚	🟢	1% (2025); 5.5% (2030)	0.1% (2026); 1% (2030)	-	2（公路交通） 1.5（船运/航空）	-	6
斯洛伐克	🟢	8.2% (2022); 11.4% (2030)	0.5% (2030)	-	1.5（船运/航空）	-	6
斯洛文尼亚	🟢	1% (2025), 5.5% (2030)	1% (2030)	-	-	☑	-
西班牙	🟡	5.2% (2028), 8% (2030), 18.5% (2040)	0.7% (2028), 2.5% (2030), 7.5% (2040)	-	-	-	-

欧洲可再生能源指令以不同方式转化为各国法律，可能给项目开发商带来挑战。

IEA. CC BY 4.0.

降低投资风险

在供给侧，已采用了多种政策工具（图 7.5）。赠款在发达经济体中最常见，过去几年也使用了差价合约，最近则出现了双边拍卖机制。差价合约消除了项目开发商的价格风险，为项目收入提供更多可见性和确定性，使项目更适宜融资（即提高可融资性）。差价合约计划的履约价一直相对较高。例如在英国，履约价平均为 10.9 美元/千克氢，部分原因是项目规模较小（5-24 兆瓦），不足以实现规模经济。双边拍卖机制具有促进价格发现、成本效益（公共资金最少）、需求汇聚，以及同差价合约一样的价格确定性，并通过可融资的长期承购协议提供收入确定性。这些机制由 H2Global 引入，并获得了来自澳大利亚、加拿大、德国和荷兰的资金。多数政策支持以运营支出（OPEX）支持的形式提供，期限 10-15 年，这是对项目可融资性影响最大的因素。

IEA. CC BY 4.0.

表 7.2 具有已知具体激励措施的低排放氢生产政策

地区	计划名称	资金（百万欧元）	路径	状态	产能	激励
奥地利	拍卖即服务	400（10 年）	●	已授标	290 兆瓦	0.8 美元/千克氢
澳大利亚	领先计划	721（10 年）	●	已授标	1500 兆瓦	0.37—4.3 美元/千克氢
澳大利亚	生产税收抵免	3900（2024—2034 年）	●	开放申请	-	1.33 美元/千克氢
丹麦	电制 X 招标	167（10 年）	●	已授标	130 兆瓦	0.13—0.93 美元/千克氢
欧盟	欧洲氢能银行首轮拍卖	695（10 年）	●	已授标	1142 兆瓦	0.43—0.55 美元/千克氢
欧盟	欧洲氢能银行第二轮拍卖	271（10 年）	●	已授标	381 兆瓦	0.38—2.16 美元/千克氢
欧盟	欧洲氢能银行第三轮拍卖	1090（10 年）	●	已授标	1085 兆瓦	0.48—1.21 美元/千克氢
德国	H2Global	397（6—7 年）	●	已授标	100 兆瓦	5.3 美元/千克氢
印度	SIGHT	110（3 年）	●	已授标	724 千吨/年氨	3.8—4.9 美元/千克氢
意大利	双向 CfD	6000（10 年）	●	已批准	200 千吨/年氢	3.3 美元/千克氢
荷兰	OWE 大型	700（5—10 年）	●	已授标	602 兆瓦	2045 美元/千瓦
荷兰	SDE++ 2024	650（15 年）	●	已授标	8 千吨/年	6.3 美元/千克氢

IEA. CC BY 4.0.

地区	计划名称	资金（百万欧元）	路径	状态	产能	激励
荷兰	SDE++ 2025	1160（15 年）	气化制氢	已收到投标	276 兆瓦	75 美元/吨二氧化碳
葡萄牙	CfD	140（10 年）	可再生能源	已授标	3.6 千吨/年氢	4.4 美元/千克氢
西班牙	拍卖即服务	241（10 年）	可再生能源	已授标	210 兆瓦	0.7—2.9 美元/千克氢
英国	HAR	241（10 年）	可再生能源	已授标	125 兆瓦	9.1—11.4 美元/千克氢
美国	45V	400（2025—2029 年）	全部	开放申请	-	<3 美元/千克氢

IEA. CC BY 4.0.

生产路径 可再生能源 气化制氢 全部

政策工具 固定溢价 赠款 税收激励 双边拍卖 差价合约

注：CfD = 差价合约；OWE = 电解制氢补贴；SDE++ = 可持续能源生产补贴计划；SIGHT = 绿色氢转型战略干预；45V = 《通胀削减法案》中的税收条款。"领先计划"的数值并非该计划的目标或条件，而是首批两个大型项目所获资金的分配结果。澳大利亚的生产税收抵免不设上限；资金指该措施宣布时的预算金额；该税收抵免提供给所有符合标准的项目。德国和印度的价格仅对应供应报价，而非成本差距或激励，因为尚未作出承购报价。H2Global 有多个招标，但仅纳入首个，因为它是唯一一个已授标的。SDE++ 2024 和英国的数值代表履约价（激励将取决于参考价格）。第三轮 EHB 拍卖的激励因项目规模较小，未纳入海事—航空主题。

各国正在使用多样化的工具来促进低排放氢的生产，其中可再生氢获得的支持最为广泛。

IEA. CC BY 4.0.

欧洲氢能银行（EHB）是欧盟层面缓解投资风险的主要工具之一。在首轮招标中，最初选定了 7 个项目，累计电解槽产能 1502 兆瓦，资金 7.2 亿欧元。随后与 6 个项目签署了赠款协议，1 个项目退出，这意味着最终资金为 4.64 亿欧元，对应 942 兆瓦。第二轮招标授予的资金和产能也低于计划。最初计划为 12 亿欧元，并选定 15 个项目，总额 9.92 亿欧元（2337 兆瓦），但在 19 个项目撤回申请后，只有 6 个最终签署赠款协议，总额 2.71 亿欧元（381 兆瓦）。[82]市场条件和计划中承购方的变化是取消的原因之一。拍卖设计和履约担保要求确保资金分配给最有成熟度、能够满足所规定项目时间表的项目。国家“拍卖即服务”取得更大成功[83]，但也面临项目取消。奥地利为第二轮 EHB 拍卖预留了 4 亿欧元，2025 年 10 月选出 4 个项目，总资金 2.75 亿欧元，另有 1 个项目被暂停。2026 年 1 月，与 1 个项目签署了 1.23 亿欧元的资金协议，2 月又与另一个项目签署了 1 亿欧元协议，另外两个项目仍在等待。西班牙预留了 3.77 亿欧元，最初将全部金额授予三个项目（485 兆瓦），但其中 1 个随后退出，于是选出两个新项目，最终资金为 2.4 亿欧元，对应四个项目（210 兆瓦）。立陶宛预留了 3600 万欧元，但没有立陶宛项目在第二轮 EHB 拍卖中投标，因此资金未被使用。德国最初为第一轮 EHB 预留了 3.5 亿欧元，但后来取消了该计划。

第三轮 EHB 的预留预算为 13 亿欧元，并授标 11 亿欧元给 9 个项目，累计电解产能 1.1GW，年均产氢 130 千吨/年。德国还通过“拍卖即服务”机制为本次招标追加了 13 亿欧元，该机制允许使用相同的竞争性流程来清选项目并授予额外资金，而无需额外拍卖。德国的支持面向丹麦计划于 2031 年投产、拟出口至德国的项目。西班牙也采用同一机制，最初预留 4.15 亿欧元，后增至 4.4 亿欧元，与最终授标金额几乎持平。这足以支持三个项目，累计电解槽产能 250 兆瓦。赠款协议预计在 2026 年第四季度签署。是否启动第四轮招标取决于预算可用性和政策优先级。

截至 2026 年 6 月初，日本已选出其差价合约计划的六家中标方。该政策针对国内和进口氢的成本差距，合同期限 15 年，项目需在 2030 财年底前投产。来自美国路易斯安那州蓝点（Blue Point）项目的 772 千吨氨通过该计划获得支持，其中大部分用于发电，其余用于工业供热（见第 3 章）。另有四个国内项目获得较小的氢支持，不足 8 千吨/年。这六个项目合计近 130 千吨低排放氢。作为参考，日本当前氢需求为 200 万吨，其 2030 年目标为 300 万吨。共有 27 份投标，未来可根据预算可用性分批选定更多项目。除政策支持外，从蓝点（Blue Point）项目进口氨的项目还获得了来自一家国有银行的贷款。

在其他地区，巴西的“新工业巴西”计划在 2024-2026 年期间拥有 3000 亿巴西雷亚尔（约 580 亿美元）的预算，以提升工业部门的生产力、可持续性和创新能力。在 2025 年 12 月，选定了 189 个项目，包括 44 个可再生氢项目，以贷款、股权和

[82] 最初有 7 个项目撤回申请，这导致从备选清单中邀请新项目准备赠款协议，随后又有进一步撤回。
[83] 成员国可利用欧盟拍卖结果资助未获欧盟委员会选中的项目，借助现有行政流程支持更多项目，而无需启动新的流程。

IEA. CC BY 4.0.

赠款的形式提供支持。巴西还在气候投资基金工业脱碳计划下选定了 5 个项目，这些项目可能获得最高 2.5 亿美元的优惠融资。在中国，国家能源管理局预选了 41 个氢能项目，将优先获得优惠贷款和补贴。在印度，13 项承购 724 千吨/年氨的招标于 2025 年 8 月授标，价格为 575—745 美元/吨氨。2026 年 3 月，为 11 个项目签署了供应和采购协议，合计 650 千吨/年，同时有 2 家买方退出该流程。承购协议期限 10 年，前 3 年提供激励，预期随着规模扩大、技术学习和市场需求增长，与未减排天然气生产的氨之间的成本差距将缩小。如果成本降幅低于预期，全额政府支持将意味着超出预留资金。

在电解槽和燃料电池制造方面，欧盟委员会于 2025 年 6 月批准了清洁工业协定国家援助框架（Clean Industrial Deal State Aid Framework）。该框架简化了国家援助规则，促进了五个领域的公共支持，包括低碳燃料和清洁技术制造。在该框架下，多个欧盟成员国已经宣布了针对制造的具体支持，包括奥地利（1 亿欧元）、法国（11 亿欧元）、德国（30 亿欧元）、希腊（4 亿欧元）、匈牙利（41 亿欧元）、意大利（15 亿欧元）和西班牙（4.08 亿欧元）。另外，欧盟委员会在其净零技术首轮招标中选定了 1 个项目，用于提高质子交换膜电解槽电堆的自动化程度，并开启了第二轮招标，资金 29 亿欧元（涵盖所有净零技术并支持部署）。澳大利亚开启了 2 亿澳元（约 1.4 亿美元）的招标，以支持清洁技术制造。

认证、标准与法规

在支持氢能方面最为活跃的经济体已经建立了认证体系。一些国家（如巴西和印度）仍缺乏衡量碳强度的具体方法，它们很可能受益于 ISO 19870 标准系列，该系列定义了确定温室气体排放的方法。氢生产标准已于 2026 年 4 月发布，而气态和液态氢、氨和液态有机氢载体的标准预计将在 2026 年完成。一项近期综述对 28 个认证体系进行了研究，发现在产品属性报告、运营设置和程序以及监管链模型方面存在显著差异。这些可能对认证氢（衍生物）的贸易产生不利影响，凸显了需要在互认体系方面开展合作。

自 GHR-25 以来，欧盟委员会发布了“低碳氢”授权法案，其温室气体阈值与 RFNBO 相同（3.4kgCO_2-eq/kgH_2），方法论（依照甲烷法规）以及甲烷生产和运输的默认排放值。法案还规定，到 2028 年 7 月，委员会将评估引入替代生产途径（如核能）的影响。欧盟委员会还将在 2026 年第二季度（Q2）提议对 RFNBO 的生产标准进行定向审查。印度设定了可再生氨和可再生甲醇的排放标准，阈值分别为 0.38 kgCO_2-eq/kg 和 0.44 kgCO_2-eq/kg。排放测量的范围是从电力到产品，以过去 12 个月的平均值衡量。芬兰颁发了其首个氢能原产地保证，澳大利亚的原产地保证计划开始运行（最初针对可再生氢，将扩展到其他途径和衍生物），CertifHy 则继续用于认证 RFNBO 项目。

在中国，多个政府部门联合发布了一份文件，为水电解槽设定了到 2028 年实现电

IEA. CC BY 4.0.

堆级能耗低于 4.2 千瓦时/标准立方米（46.7 千瓦时/千克）的性能目标。该目标不包括配套（辅助）设备。如果实现，这可能使中国电堆与世界其他地区制造的电堆持平，甚至效率更高。中国国家能源管理局发布了能源行业指南（包括七个氢能类别），2026 年将开展标准化工作。

氢能管网监管和融资方面的大部分活动集中在欧洲。欧盟委员会授予 100 个与氢相关的项目特殊地位。[84]这一地位使其能够加快监管程序和许可，并使其有资格获得欧洲互联设施的资金——这是面向跨欧洲网络的一种融资工具，2021—2027 年总预算 58 亿欧元。欧洲电网一揽子方案于 2025 年 12 月获批。该方案包含氢能管网融资、简化许可和综合规划。此外，氢能管网运营商于 2026 年 3 月就氢能管网投资去风险选项发布公众咨询，包括基于跨期成本分摊和摊销账户的关税方法，并结合欧盟支持的使用不足担保。

在英国，政府为首个区域氢能输送和储存网络预留了 5 亿英镑（约 6.59 亿美元）。2025 年 11 月，1.64 亿英镑（约 2.16 亿美元）被授予三个项目，以进入前端工程设计阶段。在德国，氢能管网将于 2026 年初开放 2026—2030 年的容量预订。此外，德国联邦内阁于 2025 年 10 月批准了《氢能加速法案》。该政策旨在简化规划和审批程序以及采购流程，以加快氢能基础设施的部署。实现方式包括为审批程序引入最长期限、缩短上诉流程以及引入数字化要求等。

[84] 51 个管道项目、22 个电解厂、18 个储存项目与 9 个进口码头。

IEA. CC BY 4.0.

第 8 章 聚焦非洲

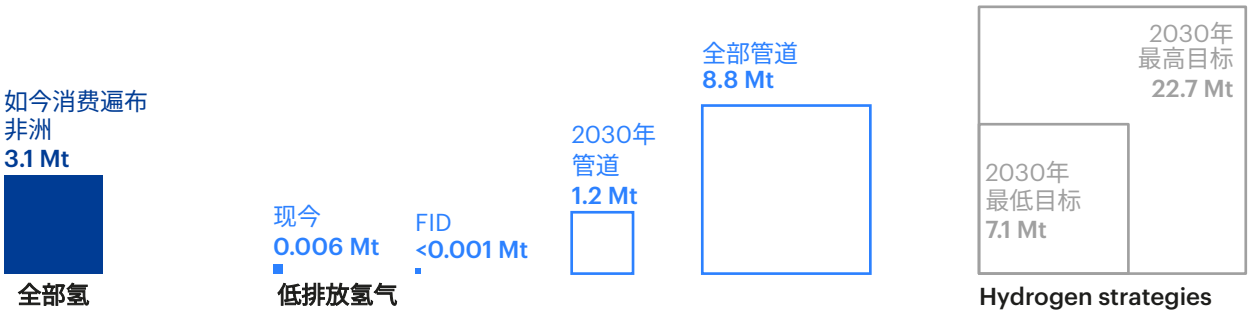
要点

- 2024 年，非洲的氢能使用量达到 3.1Mt，约占全球总量的 3%。氢能生产占该地区天然气需求的约 6%，占区域 CO_2 排放量的 2%。氢气使用集中在非洲 54 个国家中的 6 个，其中埃及占比近一半，其次是阿尔及利亚（20%）、尼日利亚（17%）、南非（5%）、利比亚（5%）和赤道几内亚（3%）。氨的生产几乎占到了氢气需求的四分之三。
- 目前，非洲仅生产 6kt 低排放氢，且全部来自可再生能源。面向 2030 年的氢能项目规划共计 31 个，有望将产量提升至 1.2Mt，但仅有一个项目达成最终投资决策（FID）。许多项目规模在 GW 级，尚需较长时间才能实现投产。中国企业积极参与非洲项目的融资与开发，并为这些项目提供设备支持。
- 非洲的化肥使用量约为全球平均水平的六分之一，且该大陆存在巨大的粮食贸易逆差。国内氨气生产改善了氮肥的获取来源，有助于提高农业生产力和粮食产量，同时降低价格波动的风险。非洲公布的合成氨产能中有 80%以上用于出口，如果实现其化肥使用目标，将会创造 1.5Mt 氢气的需求。
- 如今，非洲超过 80%的炼铁产能基于直接还原铁（DRI）技术，这为现有和新建工厂中将氢气与天然气混合提供了坚实基础。非洲是铁矿石净出口国，若相关计划得以实现，到 2030 年铁矿石产量可能增长一倍以上。通过整合铁矿石、天然气、可再生能源和市场需求的综合战略，非洲国家有望减少进口依赖，并创造更多本土附加值。
- 目前，非洲的甲醇出口量占其总产量的 75%（占全球贸易量的 3%）。用可再生甲醇替代原有生产，可释放部分天然气资源，减少进口依赖，并有助于缓解国内产量下降问题（如埃及），或增加出口（如赤道几内亚）。在船运业，非洲港口可提供替代燃料，并推动船运走廊的发展。
- 近期举措包括通过混合融资基金、购电协议担保、信贷担保和保险来降低资本成本。在本土氢能利用与出口之间取得平衡，将为氢能部署带来最大机遇；而更长期的增长可以通过规划氢基础设施的推出和制定今天的认证计划来实现。

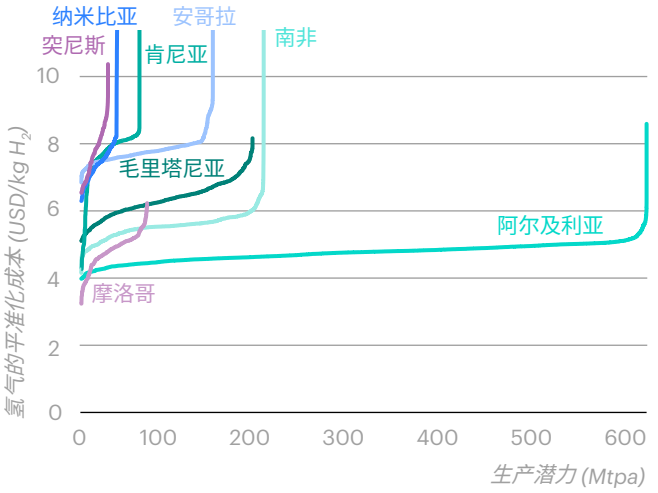
IEA. CC BY 4.0.

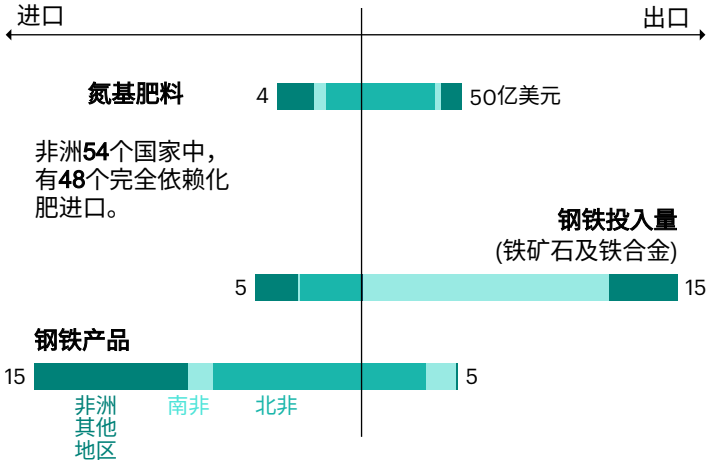
氢能在非洲的现状与发展前景

目前，非洲的氢气消耗量为310万吨；到2030年，相关管道项目累计容量将达120万吨，但其中仅2%已正式获得FID批准，且相关战略对低排放氢气的目标设定极为有信心。

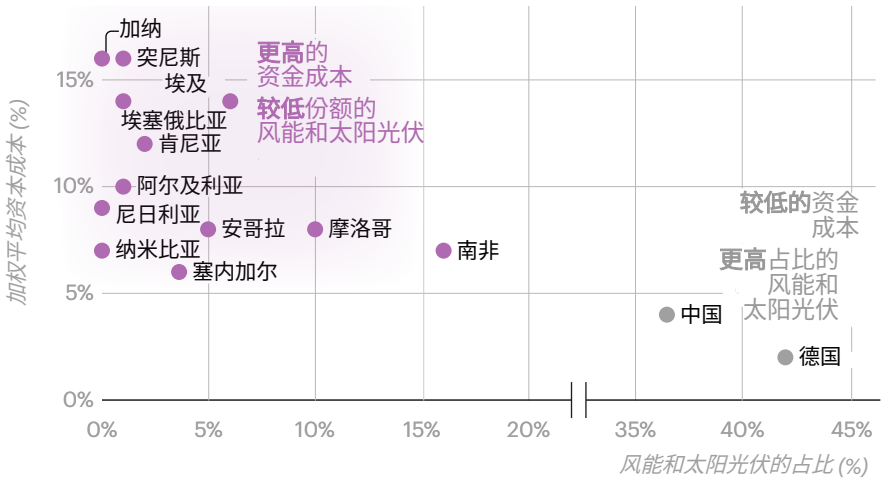


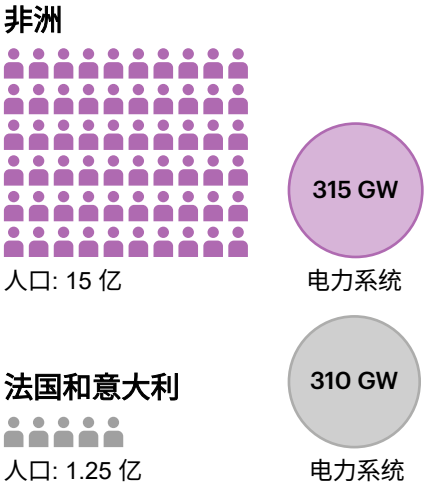
非洲拥有巨大的可再生能源潜力——将其转化为低碳氢及其衍生物，可减少在钢铁产品和化肥方面的进口依赖，从而增强粮食安全。





资本成本高企和电力及可再生能源渗透率相对较低，是非洲在把握这些机遇时面临的两大致障碍。





克服障碍的短期措施：

运用**政策与金融工具**以降低资本成本

将氢能**关键基础设施**纳入长期规划之中

支持**可再生能源的部署**，创造积极的溢出效应

利用**现有氢能应用场景**以夯实市场需求

确保氢能项目带来切实的**社会经济效益**

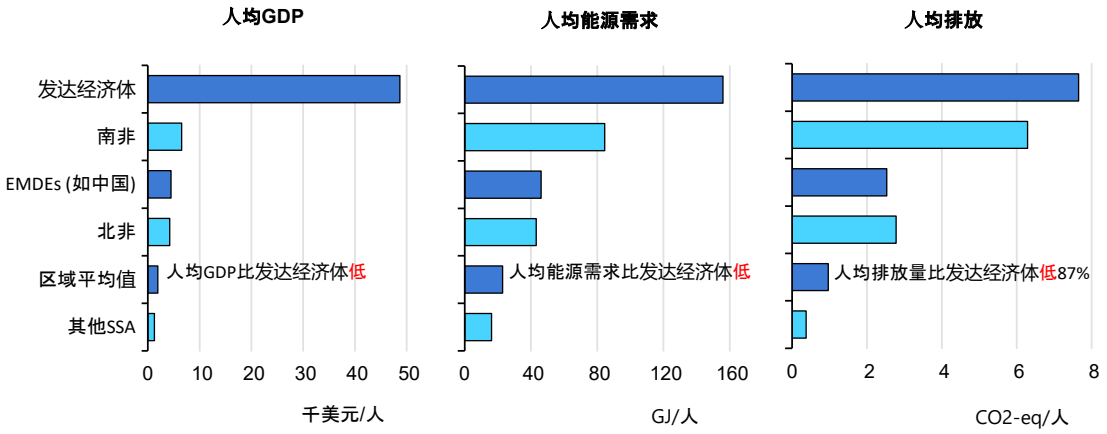
制定氢气及其衍生物的认证体系**认证体系**

IEA. CC BY 4.0.

区域概况

非洲拥有约 15 亿人口，占全球总人口的近 20%，但其能源需求仅略大于全球总量的 5%。其中，近 55%的需求由化石燃料满足，25%来自传统生物质利用，15%来自现代生物能源，其余则来自其他可再生能源。非洲的人口规模与所有发达经济体加起来相当，但人均能源需求却低了 85%（图 8.1）。非洲各国之间的能源消费水平差异巨大，人均能源消费最高与最低国家之间相差近 40 倍。在全球 7 亿多仍无法获得电力的人口中，近 6 亿人生活在非洲，这一数字相当于日本、墨西哥和美国人口的总和。即使是一些非洲最大的经济体，如安哥拉、埃塞俄比亚和尼日利亚，仍面临显著的电力普及缺口，其缺乏电力的人口比例从近 30%到超过 55%不等。在清洁烹饪方面，情况更为严峻，非洲近三分之二的人口仍无法获得清洁烹饪用能。

图8.1 2025 年非洲与其他地区的人均 GDP、能源需求和排放量对比



IEA. CC BY 4.0

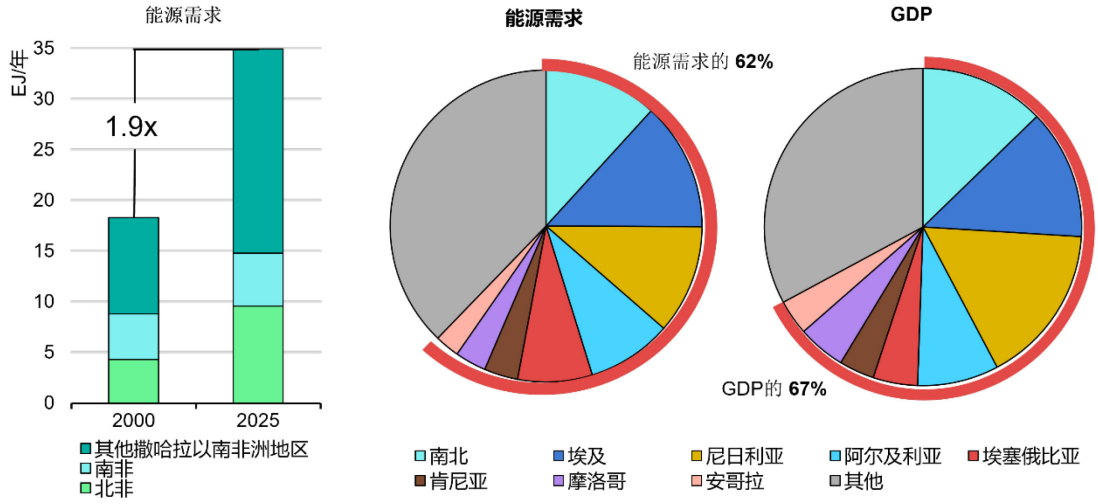
注：EMDEs（除中国）=除中国外的新兴市场和发展中经济体；其他 SSA=除南非以外的其他撒哈拉以南国家。

非洲国家的能源强度远低于发达经济体，排放量也显著较低，随着经济发展，能源需求将持续增长。

自 2000 年以来，非洲经济年均增长率接近 4%，是发达经济体增速的两倍，但其占全球 GDP 的比例仍不足 3%。与发达经济体不同，非洲的产出结构更侧重于农业（占增加值总额的 13%）、建筑业和资源开采业（各占增加值总额的 5%左右），服务业占比相对较低。然而，尽管农业在增加值中所占比例较高，非洲农业部门的总增加值仍比发达经济体低约 55%。非洲各国之间的经济增长与能源消费一样，均存在显著不平等。仅八个国家（阿尔及利亚、安哥拉、埃及、埃塞俄比亚、肯尼亚、摩洛哥、尼日利亚和南非）就占了该大陆 GDP 的 67%，而这些国家在本十年上半期也占了能源需求的 62%（图 8.2）。某些经济活动在特定国家尤为突出，例如，在阿尔及利亚，化学工业占增加值总额的近 6%，约为区域平均水平的四倍；同样，南非的基本金属产业（包括贵金属生产）增加值总额是区域平均水平的两倍。

IEA. CC BY 4.0.

图8.2 2000-2025 年各区域能源需求与国内生产总值



IEA. CC BY 4.0

来源：基于世界银行 GDP 数据的国际能源署分析。

自 2000 年以来，非洲的能源需求几乎翻了一番，但仍然高度集中。

经济增长、工业发展和能源可及性是非洲最优先的发展事项之一。如果规划得当，大规模氢能项目可以为其他政策优先事项提供支持，在促进工业发展的同时，对能源和交通基础设施建设产生带动效应。其愿景是，通过对氢能及相关产业进行战略性投资，形成良性循环：扩大能源可及性并提高生产率，进而吸引更多投资。氢能还可以为缓解非洲严峻的水资源压力作出贡献。如果电解水制氢所需的水来自海水淡化厂，则可以适当扩大海水淡化设施的建设规模，使其在满足制氢用水需求的同时，也能够向当地社区供水。海水淡化成本占氢能项目总支出的比例不到 2%，而氢能项目形成的规模经济效应还可以降低清洁水供应成本，从而满足其他用途的用水需求。然而，这些积极的发展效应并不会自动实现，而是需要强有力的政策保障，以确保在当地创造价值并实现利益共享。目前为实现这一目标所采取的相关举措，其实际成效仍有待验证。

氢能现状及政府战略

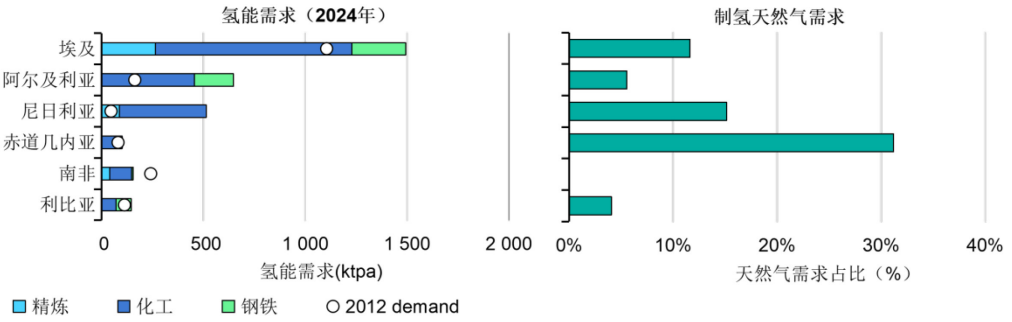
2024 年，非洲氢能需求达到 310 万吨，高于 2012 年的 180 万吨（图 8.3）。几乎全部需求集中在 54 个非洲国家中的 6 个国家。仅埃及一国就占区域氢能需求的一半，其次是阿尔及利亚（20%）、尼日利亚（17%）、南非（5%）、利比亚（5%）和赤道几内亚（3%）。[85]氨生产占氢能需求的近四分之三，其次是炼油，占 13%。除埃及外，所有存在炼油用氢需求的国家需求规模均相对较小，不足 10 万吨/年，难以实现制氢的规模经济。过去十年，尼日利亚的氢气使用量增长至原来的近 11 倍，

[85] 赤道几内亚的氢能需求全部来自甲醇生产，但该国已于 2025 年停止甲醇生产（见甲醇部分）。

IEA. CC BY 4.0.

阿尔及利亚则增长至原来的近 4 倍。相比之下，摩洛哥已经失去了此前规模较小的炼油产能；南非的氢能需求下降了三分之一，主要原因是钢铁行业用氢需求下降。基础设施方面，非洲共有 13 座氨码头，其中仅 4 座位于撒哈拉以南非洲。2024 年，非洲近 90%的氢能需求由天然气制氢满足，3%由煤制氢满足，其余来自工业副产氢。从区域整体来看，2024 年制氢用天然气占非洲天然气需求的 6%，制氢产生的二氧化碳排放占该地区能源相关二氧化碳排放的 2%。[86]

图8.3 2024 年非洲制氢的氢气与天然气需求



IEA. CC BY 4.0

注：NG = 天然气。赤道几内亚已于 2025 年停止甲醇生产（见“甲醇”部分）。化工包括氨和甲醇生产的氢能需求。由于缺乏各国层面关于制氢来源与工业副产氢占比的细分数据，图中假设所有国家的构成比例均与区域平均水平相同（约 90%的氢气来自天然气重整）。

来源：国际能源署基于 Argus Media Group 数据的分析，版权所有；国际肥料协会；世界钢铁协会。

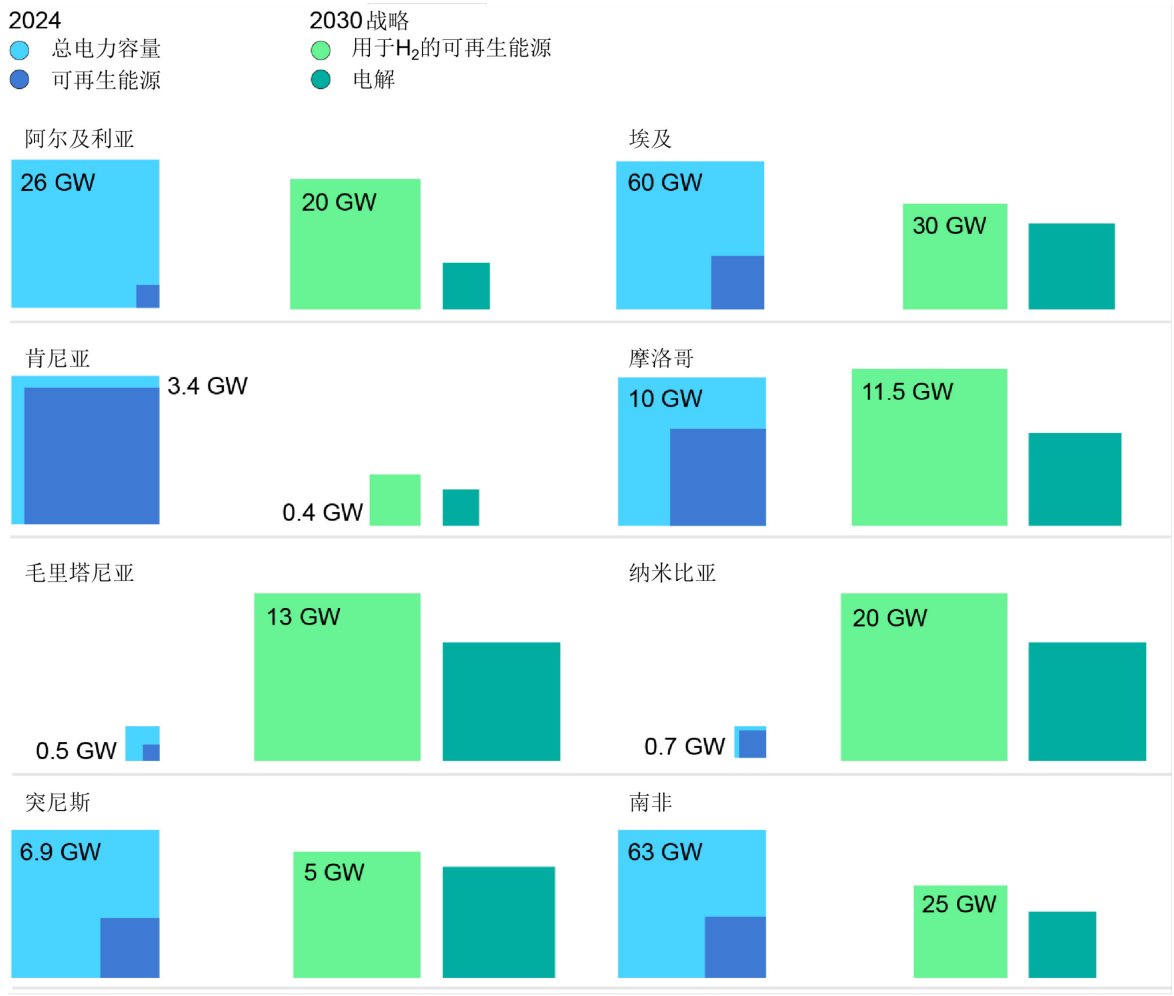
2024 年，非洲的氢气需求量为 310 万吨，占该地区天然气产量的 6%。

目前，有八个非洲国家已制定氢能战略，占该地区当前氢能需求的近四分之三，分别是：摩洛哥（2021 年）、纳米比亚（2022 年）、阿尔及利亚（2023 年）、肯尼亚（2023 年）、毛里塔尼亚（2023 年）、南非（2023 年）、突尼斯（2024 年）和埃及（2024 年）。此外，西非国家经济共同体（2023 年）也出台了区域层面的战略。在认证方面，目前仅有肯尼亚明确了氢气和氨生产的可持续性标准（包括温室气体排放阈值）。在与联合国气候变化框架公约（UNFCCC）缔约方大会（COP）相关的氢能倡议中，33 个国家支持到 2030 年将可再生能源装机容量提高三倍的目标，这些国家目前合计占该地区可再生能源装机容量的 54%。其中，六个国家签署了 COP28 关于互认认证体系的意向声明，但目前仅有埃及具备实际需求（占该地区总需求的 50%）。另有七个目前尚无氢能需求的国家签署了 COP29 发布的《氢能宣言》。

[86] 其中包括制氢过程的直接排放，以及用于尿素和甲醇合成的二氧化碳，其中大部分随后会被排放。不包括化石燃料供应环节的上游和中游排放。

IEA. CC BY 4.0.

图8.4 2024-2030 年氢能战略中的可再生能源与电解制氢能力与当前能力的对比



IEA. CC BY 4.0

注：阿尔及利亚使用了 2040 年的数据，因为这是唯一一个没有提供 2030 年数据的策略。图中埃及、肯尼亚和摩洛哥的可再生能源与电解制氢数据采用了各策略所提供范围的平均值。

来源：国际能源署（IEA）基于以下国家战略数据的分析：摩洛哥（2021 年）、纳米比亚（2022 年）、阿尔及利亚（2023 年）、肯尼亚（2023 年）、毛里塔尼亚（2023 年）、南非（2023 年）、突尼斯（2024 年）、埃及（2024 年）。

到 2030 年，要全面实施现有的氢能战略，所需的可再生能源装机容量将相当于当前整个电力系统的规模。

摩洛哥的氢能战略完全以可再生氢为基础，其双重目标是到 2030 年前生产氨，一方面满足国内化肥行业需求，另一方面用于出口。随着制氢成本逐步下降，其他应用也将逐渐具备成本竞争力。到 2030 年，可再生氢产量预计达到 41.5-90.5 万吨，需要配套建设 2.8-5.2GW 的电解槽产能和 8-15GW 的可再生能源装机容量。到 2050 年，电解槽产能将进一步增至 31-53GW，氢气产量达到 460-920 万吨，其中 75%用于出口。实现上述产量需要累计投资（自 2020 年起计算）850 亿—1140 亿美元。 为实现这些目标，摩洛哥实施了“摩洛哥方案”（Morocco Offer），通过便

IEA. CC BY 4.0.

利化土地获取，[87]提供最高可达投资额 30%的优惠支持、给予项目税收优惠，以及为配套基础设施建设提供激励措施等方式支持项目开发。在第一期项目中，共有六个项目于 2026 年 2 月签署了初步土地预留协议。

纳米比亚的氢能战略提出了一项长期愿景，即在全国建设三个可再生氢谷。尽管目前纳米比亚尚无氢能需求，但该战略提出，到 2030 年可再生氢产量达到 100-200 万吨，并在氨、合成燃料和铁产品出口的带动下，到 2050 年进一步增至 1000-1500 万吨。为实现这一目标，到 2030 年需要形成 10GW 的电解槽产能，到 2050 年进一步增至 128GW。作为参照，2024 年纳米比亚全国发电总装机容量不足 700 兆瓦。该战略对生产成本的预期较为积极：到 2030 年最低可降至 1.2-1.3 美元/千克，到 2050 年降至 1 美元/千克以下。若这一愿景得以实现，2030-2040 年期间国内生产总值（GDP）可提高 30%，并有望在 2030 年创造 28 万个就业岗位、到 2040 年创造 60 万个就业岗位。该战略确定了 12 项行动，计划于 2025 年 3 月前完成，重点包括建立政府及国家层面的实施架构、动员融资、培育本地产业生态以及推动包容性发展。其中包括制定《合成燃料法》，但截至 2026 年 6 月初，该法案仍未正式实施。2025 年末发布的《国家发展规划》再次确认了相关目标，其中包括到 2030 年实现 130 万吨氨和 200 万吨氢基铁产量。

阿尔及利亚计划同时发展可再生能源制氢和化石燃料结合碳捕集、利用与封存（CCUS）制氢。其战略愿景提出，到 2040 年生产 90-120 万吨可再生氢用于出口，并生产 30 万吨化石燃料制氢用于国内市场。为实现这一目标，需要建设 2.5GW 的电解槽产能、近 20GW 的可再生能源装机容量，并累计投资约 250 亿美元。该战略重点推动氢在工业原料和电力领域的应用，并围绕七大支柱制定了 17 项行动，完成期限从 2025 年延续至 2050 年。项目激励措施包括：在项目实施阶段免征多项税费；项目投产后 5-10 年内免征企业所得税；以及 10 年内免征土地税。

肯尼亚重点发展可再生氢，以替代甲醇和化肥进口，并满足国内需求。其 2027 年目标包括：电解槽装机容量达到 100 兆瓦，氮肥进口替代率达到 20%，甲醇进口替代率达到 100%。与其他非洲国家不同，肯尼亚的目标是优先满足国内生产需求，再考虑出口。该路线图围绕四项目标制定：改善国际收支、提升粮食安全、推进工业化和脱碳，以及吸引投资。针对 2024 年和 2025 年制定的行动主要集中在协调、规划和行政机制调整，以支持氢能发展。为促进可再生氢生产，肯尼亚已在出口加工区实施税收优惠政策。目前，该国已有一个 120 兆瓦项目正在建设，计划于 2027 年末投产。

毛里塔尼亚的氢能战略设定了可再生氢发展目标，同时也认可天然气制低排放氢，[88] 但未为其设定具体发展目标。该战略主要面向钢铁、甲醇、氨和硝酸铵出口，目标是到 2050 年占全球氢能市场的 1.5%，并占全球绿色钢铁市场的最高 1%。氢气产量目标将由 2030 年的 120 万吨（以 690 万吨氨的形式出口）提高至 2050 年的

[87] 摩洛哥政府已确定近 100 万公顷可能适合发展可再生氢项目的土地。首批将提供 30 万公顷，每个项目最多可获得 3 万公顷土地。

[88] 《全球氢能展望》中“低排放氢”的定义详见附录。

IEA. CC BY 4.0.

650 万吨，且几乎全部用于出口。为实现 2030 年目标，需要投资 227 亿美元，部署 13GW 可再生能源装机容量和 6.5GW 电解槽产能；到 2050 年，所需投资将增至近 2130 亿美元，几乎相当于该国当前国内生产总值（GDP）的 20 倍。毛里塔尼亚是少数将供水和基础设施纳入氢能战略的非洲国家之一。2024 年，毛里塔尼亚颁布了《绿氢法典》（Green Hydrogen Code），建立可再生氢项目开发的监管制度，并为此类项目提供税收优惠。政府还至少签署了 7 项项目土地特许协议，相关项目计划合计生产 2300 万吨氨。然而，其中两个规模最大的项目此后已被搁置，这两个项目的氨产量合计达到 2000 万吨。

南非的氢能战略重点发展可再生氢，尽管当前该国经济仍高度依赖煤炭。其战略愿景提出，到 2030 年部署 13GW 电解槽产能和 25GW 可再生能源装机容量，到 2050 年分别提高至 41GW 和 80GW。作为参照，2024 年南非电力总装机容量为 70GW。上述规划产能足以使南非到 2030 年生产约 160 万吨氢气，到 2050 年进一步增至 380 万吨，其中一半用于出口。实现相关目标需要在 2027 年前投资 184 亿美元。南非目前已实施若干税收优惠政策，但这些政策要么并非专门针对氢能项目，例如经济特区相关优惠；要么仅适用于项目成熟度较低的前期阶段，例如可行性研究；要么已经到期，例如可再生能源税收优惠政策。

突尼斯重点发展可再生氢，目标是到 2030 年实现 32 万吨氢气产量（主要用于出口）、3.9GW 电解槽产能和 5GW 可再生能源装机容量。到 2050 年，氢气总产量将增至 830 万吨/年，其中 600 万吨通过管道出口，需要 87GW 电解槽产能和 100GW 可再生能源装机容量。总体而言，实现上述目标需要累计投资约 1300 亿美元。短期内，氢能应用重点面向化工和炼油领域；长期则用于电力储存，以及为重型卡车和航空领域生产合成燃料。作为参照，2024 年突尼斯发电总装机容量不足 7GW，其中可再生能源装机容量不足 1GW。该战略还确定了一些较为宽泛的行动领域，包括划定经济特区、利用海上风电制氢、争取多边开发银行资金支持以及提供税收优惠。不过，这些行动目前尚未落实为具体立法。

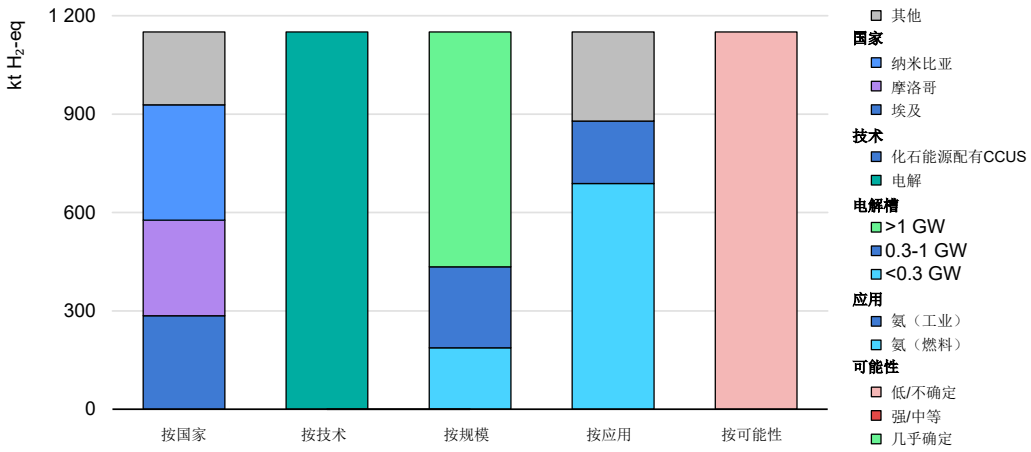
埃及的目标是发展可再生氢生产。其战略研究了两种情景，氢能需求将从 2030 年的 150 万-320 万吨（其中 140 万-280 万吨/年用于出口）增至 2040 年的 580 万-920 万吨（其中 380 万-560 万吨/年用于出口）。为实现这一目标，到 2030 年需要形成 13-27GW 的电解槽产能和 19-41GW 的可再生能源装机容量，到 2040 年分别增至 48-76GW 和 72-114GW。作为参照，2024 年埃及电力总装机容量为 60GW，其中可再生能源装机容量不足 8GW。实现 2040 年的产量水平需要累计投资约 600 亿美元，并可能使 2040 年国内生产总值（GDP）增加 100 亿-180 亿美元。该战略确定了若干高层次行动，目前部分激励措施已经出台。2024 年 1 月，埃及政府出台了针对可再生氢的税收优惠政策，包括退还与氢气生产或扩大生产相关所得税的 33%-55%，对设备和出口产品免征增值税，并免征房地产税、印花税和文件办理费用。此外，政府还划定了 41700 平方千米土地，用于建设服务于制氢的可再生能源项目，并与项目开发商签署了 27 份谅解备忘录（MoU）和 10 份具有约束力的框架协议。

IEA. CC BY 4.0.

低排放氢生产潜力

目前，非洲低排放氢产量约为 6000 吨，主要来自南非（60 兆瓦）、埃及（15 兆瓦）和纳米比亚（12 兆瓦）的电解槽项目。加上 31 个可能于 2030 年前投产的已规划项目，低排放氢产量可能达到 120 万吨。产量排名前三的国家（埃及、摩洛哥和纳米比亚）合计占这一产量的 80%以上，而到 2030 年可能投产的低排放氢项目将全部采用电解水制氢，其中近三分之二属于 GW 级项目（图 8.5）。到 2030 年的氢能项目规划总规模达到 17GW，项目平均规模约为 560 兆瓦，要在短短 4 年内全部建成投产难度较大。其中一些规模最大的项目包括 S2H2+Bm 项目（氢气产量约 50 万吨，相当于约 3GW 电解槽产能）、Hyphen Hydrogen Energy 项目（3GW）以及 Ocior Energy 项目（氨产量约 100 万吨，相当于约 2GW 电解槽产能）。目前，已规划项目中仅有 2%的产能达到最终投资决策（FID）阶段，而且许多项目已数年未报告进展。另外还有 20 个项目计划于 2030 年后投产。若将这些项目全部计入，完整项目规划的低排放氢产能合计达到 850 万吨，其中埃及超过 190 万吨；但其中大多数为仍处于开发早期阶段的超大型项目，短期内落地的可能性较低。

图8.5 2030 年非洲已公布低排放氢项目构成



IEA. CC BY 4.0

注：“低潜力”和“不确定”是指尚未达到最终投资决策（FID）阶段、且根据《全球氢能展望 2025》（GHR-25）制定并在本报告中更新的方法判断，到 2030 年投产可能性较低的项目。仅纳入已公布投产年份的项目。

来源：IEA《氢气生产项目数据库》（2026 年 6 月）。

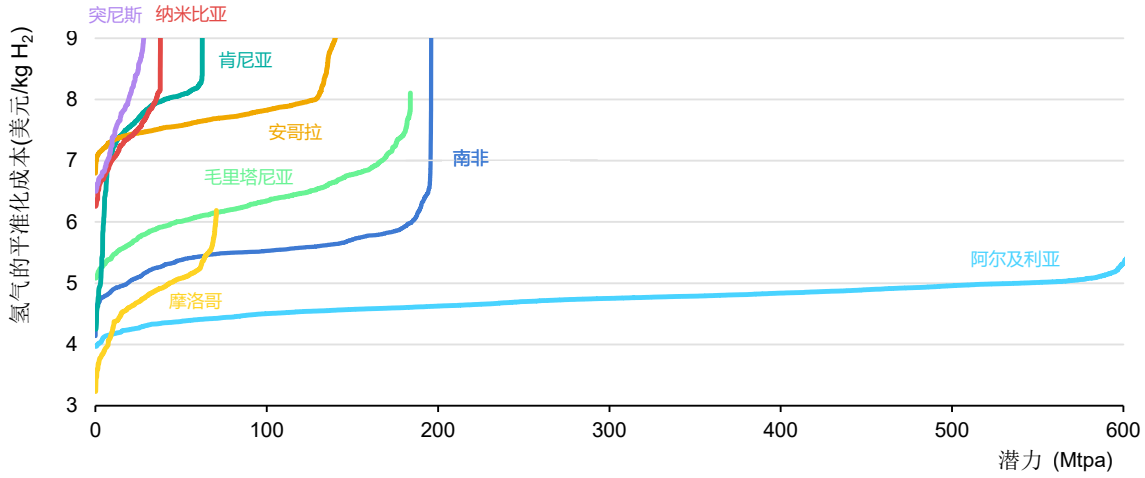
到 2030 年，非洲已规划低排放氢项目的产能合计将达到 120 万吨，但届时全部项目均能落地的可能性似乎非常有限。

非洲拥有丰富的可再生能源资源，太阳能和陆上风能技术潜力超过 1000 太瓦，足以支撑每年超过 450 亿吨氢气生产。超过 60%的资源潜力位于目前已积极发展氢能的国家，这些国家或已出台相关政策，或已有项目推进，其中仅阿尔及利亚就占非洲区域资源潜力的 14%。这些国家的可再生能源潜力均远高于满足本国电力需求和制氢需求所需的水平。非洲最优质的太阳能资源主要分布在南部的纳米比亚和南

IEA. CC BY 4.0.

非，以及北部的阿尔及利亚、埃及和利比亚；最优质的风能资源则主要分布在撒哈拉沙漠和非洲之角。此外，南非拥有全球 89%的铂族金属储量，目前已是全球第二大铂族金属生产国。这些资源可用于建立质子交换膜（PEM）电解槽相关铂族金属供应链。

图8.6 2030 年部分非洲国家可再生氢供应成本曲线



IEA. CC BY 4.0

注：基于太阳能光伏和陆上风电的成本最优配置。图中所示潜力限定为可再生能源技术潜力的 25%。太阳能光伏资本支出（CAPEX）为 950-1040 美元/千瓦；陆上风电资本支出（CAPEX）为 1330-1720 美元/千瓦。未计入水成本。

来源：IEA 基于于利希研究中心系统分析部门采用 ETHOS 模型套件的数据进行分析。

非洲拥有巨大的可再生能源潜力，但阻碍各国开发利用这些资源的主要障碍是高昂的资本成本。

从经济性角度开发这一潜力面临的主要障碍，是该地区较高的资本成本，这在很大程度上抵消了当地优质可再生能源资源所带来的优势。突尼斯和加纳等国的加权平均资本成本（WACC）[89]接近 16%，而纳米比亚、摩洛哥和南非等国则相对较低，为 6.6%-8.3%。不过，这些数值仍高于发达经济体，例如 2024 年德国的 WACC 为 2.3%，也高于中华人民共和国（以下简称“中国”）2024 年的 3.6%。因此，该地区较高的制氢成本主要由 WACC 驱动，而非资本支出（CAPEX）或容量因子。该地区最低的制氢成本出现在摩洛哥，为 3.2 美元/千克；在可按照低于 4.5 美元/千克的成本生产的 1.2 亿吨/年可再生氢潜力中，摩洛哥占 12%（图 8.6）。低于这一成本阈值的潜力中，80%以上位于阿尔及利亚。在目前正在推进氢能项目的经济体中，肯尼亚的制氢成本最低约为 4.2 美元/千克，毛里塔尼亚约为 5.1 美元/千克，安哥拉和纳米比亚则约为 6.5 美元/千克。肯尼亚和摩洛哥的供应成本曲线相对陡峭，当开发利用其 20%的资源潜力后，制氢成本将分别上升 70%和 40%。考虑到与现有基础设施的距离，以及这些地区与农业、工业和城市开发等其他土地用途之间可

[89] 该数值为基于这些国家可再生能源部署情况测算的税后实际值，未考虑优惠融资或其他金融工具的使用。更多详情参见 IRENA（2025）《2024 年可再生能源发电成本》。

IEA. CC BY 4.0.

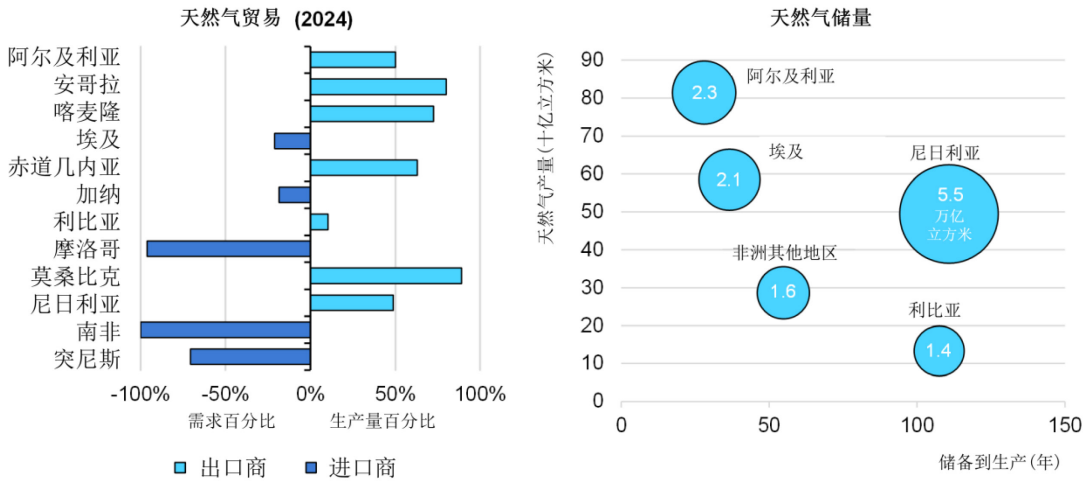
能存在的竞争，实际可开发潜力还可能进一步受到限制。虽然成本最低的部分资源将优先用于满足国内电力需求，但整体资源潜力足够大，仍可为制氢保留具有较低成本的资源。

中国企业积极参与非洲氢能项目的融资、开发和设备供应。在肯尼亚，一座 10 万吨/年的可再生氨工厂将利用地热发电生产化肥，以满足国内市场需求并替代进口。开山集团将为该项目 8 亿美元的全部投资提供融资并负责项目开发，阳光氢能和中车株洲所将提供电解槽。在埃及，一家综合能源企业联合能源集团的子公司已与当地企业签署谅解备忘录（MoU），拟对一座 17.5 万吨/年的可再生氨工厂开展可行性研究。在埃塞俄比亚，投资委员会这一政府机构已批准一个总投资 140 亿-150 亿美元的项目，项目内容包括可再生能源开发、氨生产、输电设备和风力发电机组制造。在摩洛哥，国富氢能将向 GF Hydrogen Africa 供应一套 20 兆瓦电解槽，合同金额为 620 万美元（310 美元/千瓦）。国富氢能还将通过供应电解槽、燃料电池系统并派出 60 名工程师，为摩洛哥一家研究中心提供支持。该公司还计划投资 3000 万美元，在摩洛哥建设一座年产能 1GW 的电解槽制造工厂。

非洲也具有利用天然气结合碳捕集、利用与封存（CCUS）生产低排放氢的潜力。非洲天然气储量占全球的 7%，其中 88%集中在尼日利亚、阿尔及利亚、埃及和利比亚 4 个国家，这些国家也是该地区最大的天然气生产国，合计占区域天然气产量的 83%。按照当前产量水平，尼日利亚和利比亚的天然气储量可维持生产 100 年以上，而阿尔及利亚和埃及分别可维持 28 年和 37 年（图 8.7），这使得利用天然气制氢的合理性更难得到支撑。该地区出口近 30%的天然气产量，但各国情况存在差异。2024 年，阿尔及利亚和尼日利亚均出口了近一半的天然气产量，意味着两国拥有较大的天然气余量，可用于生产低排放氢；利比亚仅出口其产量的 10%，而埃及则需要依靠进口满足 23%的天然气需求。在其他国家中，莫桑比克是最大的天然气出口国，其 130 亿立方米天然气产量中近 90%用于出口，产量水平与利比亚相当。其次是安哥拉和喀麦隆，分别出口其天然气产量的 80%和 72%。出口利用天然气生产的低排放氢，可以使这些国家进入市场运行机制不同的氢能市场，从而实现市场多元化，并对冲短期价格波动风险。

IEA. CC BY 4.0.

图8.7 2024 年部分非洲国家天然气贸易及天然气储量



IEA. CC BY 4.0

来源：IEA 基于能源学会（Energy Institute）的天然气储量数据进行分析。

阿尔及利亚、利比亚和尼日利亚目前都是天然气出口大国，并拥有大量天然气储量，可用于生产低排放氢。

目前，非洲已规划的氢能项目中尚无 CCUS 项目。更广泛地看，目前非洲也没有正在运行的 CCUS 设施。已规划项目中仅有一座大型设施，即利比亚一座用于天然气处理的 160 万吨二氧化碳/年捕集设施，计划于 2030 年前投入运行。肯尼亚已有一些直接空气捕集设施，其中还包括对建设一座 100 万吨二氧化碳/年设施的探索。作为参照，全球目前共有 77 个 CCUS 项目投入运行，合计规模为 6300 万吨二氧化碳/年；全部已规划项目的规模合计接近 4.3 亿吨二氧化碳/年。该地区对 CCUS 的政策支持也较为有限。仅有少数国家的国家自主贡献提及 CCUS，但尚未出台具体立法或措施。例如，尼日利亚提出可能在 2035 年后采用 CCUS 技术，尤其是在水泥行业；突尼斯将 CCUS 确定为需要进一步研究的领域；马拉维将 CCUS 视为到 2040 年温室气体减排潜力最大的手段，并计划自 2030 年起在火电厂应用；多哥则将 CCUS 列为在获得国外资金支持条件下可能吸引投资的领域之一。一些国家已对二氧化碳封存潜力开展初步评估，包括莫桑比克、尼日利亚；南非也开展了相关评估，包括海上封存潜力；此外，北非其他国家也开展了相关工作。

从生产成本来看，北非凭借较低的加权平均资本成本（WACC），可再生能源成本在非洲最低；同时，得益于阿尔及利亚低成本天然气，采用天然气结合碳捕集、利用与封存（CCUS）制氢的成本也较低。总体来看，非洲各地可再生能源资本支出（CAPEX）相对较低。例如，2025 年 12 月，南非政府批准了 4 个太阳能光伏项目，折算 CAPEX 为 980 美元/千瓦，与 2025 年 7 月获批项目的 1015 美元/千瓦接近。摩洛哥的单位 CAPEX 相对较高，主要是由于电站规模较小（20-85 兆瓦），且近期没有开展太阳能光伏项目招标；2018 年太阳能光伏 CAPEX 为 1230 美元/千

IEA. CC BY 4.0.

瓦。埃及方面，一个太阳能光伏项目于 2025 年 12 月达到最终投资决策（FID）阶段，单位 CAPEX 为 700 美元/千瓦，其中还包括一套大型电池储能系统；另一个项目于 2026 年 1 月的单位 CAPEX 为 525 美元/千瓦，而 2025 年 7 月的一个项目最低达到 525 美元/千瓦。相比之下，中国在 2025 年新增的光伏装机容量占全球 60%以上，其 2024 年光伏 CAPEX 为 590 美元/千瓦。

从平准化电力成本来看，南非太阳能光伏项目的拍卖报价已由 2015 年的 60 美元/兆瓦时下降至 2022 年的 28-33 美元/兆瓦时。摩洛哥早在 2016 年，太阳能光伏项目报价就已低至 47 美元/兆瓦时，陆上风电项目则低至 31 美元/兆瓦时。突尼斯方面，2024 年 100-200 兆瓦太阳能光伏项目招标的中标价格为 32 美元/兆瓦时。作为参照，30 美元/兆瓦时的电价约相当于 1.6 美元/kgH_2 的电力成本。不过，这些价格具有特定市场属性，并受到拍卖机制设计的影响，因此未必能够真实反映项目的实际成本。

对于天然气，存在两类价格体系：一类面向国内市场，实行补贴价格；另一类面向出口市场。2024 年，国内天然气产量中近 50%的销售价格低于生产成本，20%按生产成本销售，11%通过大型生产商与大型用户之间的双边协议销售，仅 11%通过天然气之间的市场竞争定价，即根据供需关系形成价格。2024 年，补贴后的天然气价格（可推测也可能适用于制氢用气）在阿尔及利亚低于 1 美元/百万英热单位，在尼日利亚为 3.5 美元/百万英热单位，在埃及则高于 5 美元/百万英热单位。此前评估显示，阿尔及利亚约 85%的天然气产量生产成本可低于 1 美元/百万英热单位，因此即使不考虑补贴，仅覆盖生产成本也可形成较低的制氢成本。莫桑比克的天然气生产成本估计为 2.1 美元/百万英热单位。作为参照，3 美元/百万英热单位的天然气价格约相当于 0.45 美元/kgH_2 的天然气成本。

从资源角度看，如果利用天然气结合碳捕集、利用与封存（CCUS）的制氢项目替代现有未采取减排措施的天然气制氢，则无需新增天然气需求；目前非洲这类制氢主要用于化肥生产。尽管可再生电力的技术潜力巨大，但至少在短期内，可再生氢的部署能力仍然有限，这可能导致不同用电用途之间对可再生电力形成竞争。鉴于许多地区仍普遍缺乏电力供应，而且即使已经实现电力接入的国家，人均用电水平也较低，因此，为社会和经济发展扩大电力可及性仍是优先事项。不过，氢能项目并不必然与电力可及性等其他优先用途形成竞争，反而可以通过带动投资、动员融资、建设基础设施和促进工业发展来支持其他政策优先事项。氢能战略和路线图可与整体电力行业规划相衔接。政府对可再生氢项目的支持或优惠融资，也可以附加改善相关地区电力和供水可及性的条件。到目前为止，仅有少数项目考虑向国家电网供电。例如，纳米比亚 Hyphen 项目计划将富余可再生电力输送至电网，同时还向附近城镇供水。

IEA. CC BY 4.0.

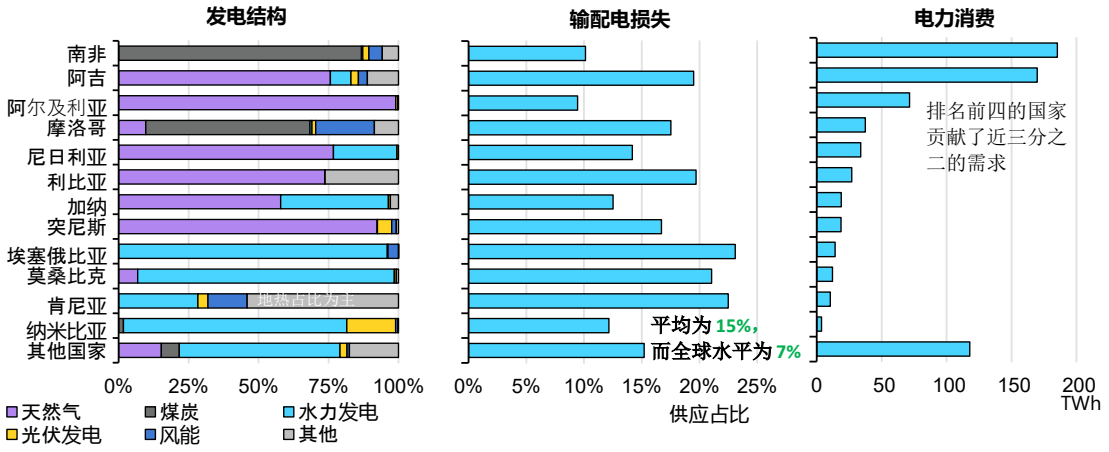
电力行业

2024 年，非洲国家发电量接近 925 太瓦时，与日本大致相当，而日本人口仅为非洲的 8%。其中，北非约占发电量的 45%，南非约占 25%。超过 40%的发电量来自天然气，另有 26%来自煤炭，7%来自石油。核电在非洲大陆基本缺位，仅南非例外，该国自 20 世纪 80 年代中期以来已有两座核反应堆投入运行。在已出台氢能政策或推进氢能项目的国家中，阿尔及利亚 99%的发电量来自天然气，埃及超过 85%的发电量来自化石燃料，摩洛哥近 60%的发电量和南非 85%的发电量来自煤炭。尽管电力行业规模相对较小，但与氢能相比，其能源流量仍然十分可观。例如，假设现有全部可再生能源均用于制氢，其发电量足以生产超过 400 万吨/年的氢气，而电力行业的天然气消费量则相当于约 2000 万吨/年的氢气。

2024 年，非洲国家可再生能源在电力市场中的平均占比为 25%，其中近四分之三来自水电，主要集中在安哥拉、埃及、埃塞俄比亚和莫桑比克。在已制定氢能战略的国家中，仅肯尼亚和纳米比亚的可再生能源渗透率超过 30%（图 8.8）。这两个国家与摩洛哥的可变可再生能源渗透率均接近 20%。不过，纳米比亚电力系统规模仅为 4.9 太瓦时，相当于美国一座中等规模城市（人口约 39.5 万）的用电规模。

2024 年，非洲电力系统产生了近 4.8 亿吨二氧化碳排放，占非洲大陆能源相关排放的三分之一。该地区发电平均排放强度为 510 克二氧化碳/千瓦时，比全球平均水平高 14%。各国差异较大，纳米比亚低于 25 克二氧化碳/千瓦时，而南非接近 850 克二氧化碳/千瓦时。作为参照，电解水制氢所使用电力的排放强度需要低于 200-240 克二氧化碳/千瓦时，才能使其排放低于蒸汽甲烷重整制氢。

图8.8 2023 年非洲主要发电国家的发电量、输电损耗和电力需求



IEA. CC BY 4.0

注：由于非洲目前没有海上风电，因此“风电”指陆上风电。

非洲发电结构中，可再生能源占 25%；部分较小国家的水电占比较高，但非洲电网损耗达到全球平均水平的两倍。

IEA. CC BY 4.0.

2024 年，非洲国家发电装机容量约为 300GW，其中 70%以上为未采取减排措施的化石燃料发电装机。可再生能源装机容量接近 80GW，其中水电 45GW、太阳能光伏 20GW、陆上风电 9GW（非洲目前没有海上风电装机）。南非拥有该地区近四分之一的可再生能源装机容量，其中包括约一半的太阳能光伏装机。作为参照，已制定氢能战略的国家为实现其目标，最多需要 125GW 可再生能源装机容量。根据当前预测，到 2030 年，可再生能源装机容量可能增加一倍以上，达到 165-195GW。其中，尼日利亚预计增幅最大，其可再生能源装机容量可能增至当前的 4.5 倍以上。埃及可新增 5.5GW 可再生能源装机容量，但仍不足以使其现有装机容量翻番。根据现行政策，到 2030 年煤电装机容量预计将减少 17%；若已宣布的承诺得以落实，降幅还将更大。与此同时，天然气发电装机容量可能增长近 10%。

所有非洲国家都已制定可再生能源发展目标。到 2030 年的目标合计为：北非 77GW、南非 40GW、非洲其他地区 123GW，相当于当前装机容量接近增至三倍。在积极发展氢能的国家中，南非目前正按计划推进，有望实现其 2030 年可再生能源目标；埃及预计只能完成其目标的 40%；阿尔及利亚则需要将现有可再生能源装机容量提高 30 倍以上，才能实现 2030 年目标；其他国家预计可完成各自目标的 55%-75%。南非于 2025 年批准了一项总体规划，其中提出每年部署 3GW 可再生能源装机，并到 2030 年提高至每年 5GW，从而使可再生能源装机容量由 2025 年的 16GW 增至 2030 年的 40GW。

非洲可再生能源的发展主要依靠拍卖、企业购电协议、分布式发电和电气化等多种方式共同推动。目前，博茨瓦纳、埃及、摩洛哥、南非和突尼斯均已建立拍卖机制。南非于 2011 年启动可再生能源拍卖计划，作为上网电价机制的替代方案，同时也是《2010-2030 年综合资源规划》的后续措施；该规划提出，到 2030 年新增装机容量的 42%来自可再生能源。此后，南非已开展 7 轮拍卖，选定了包括太阳能光伏、陆上风电和聚光太阳能热发电（CSP）在内的多种项目。摩洛哥于 2010 年启动拍卖机制，为可再生能源项目划定特定土地，并分阶段开发，这与“摩洛哥方案”中氢能项目采用的土地配置模式类似。最近几轮拍卖主要面向太阳能光伏以及配套储能的 CSP 项目。埃及于 2014 年同时启动上网电价机制和拍卖机制，2015 年开始招标，首批项目于 2017 年投产，并在 2019 年后逐步转向竞争性招标。

非洲输配电网平均损耗率超过全球平均水平（7%）的两倍。北非 5 个国家中有 4 个国家的电力供应损耗率超过 15%，部分计划发展氢能的国家损耗率超过 20%。

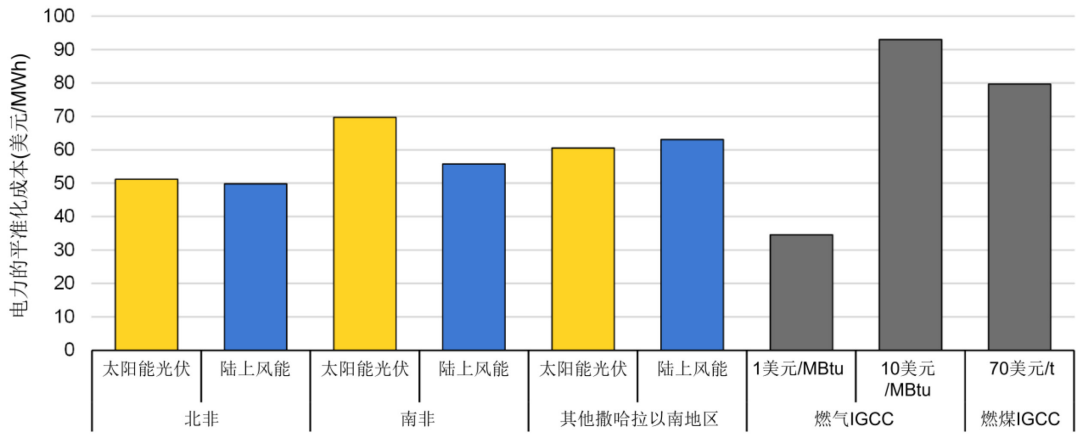
2024 年，非洲国家用电量为 750 太瓦时，其中南非、埃及、阿尔及利亚和摩洛哥 4 个最大用电国合计占区域电力需求的 60%以上。自 2000 年以来，区域电力需求年均增长 3%，与全球平均水平大致相同。埃及、阿尔及利亚和摩洛哥 3 个国家贡献了净增量的一半。此外，撒哈拉以南非洲国家的相对增幅最大，自 2000 年以来年均增长 5%，但其起点也最低。2024 年，建筑领域占最终电力需求的近 60%，较 2000 年增长至 2.5 倍；工业紧随其后，占需求的 39%。

IEA. CC BY 4.0.

在太阳能光伏方面，与其他地区类似，非洲高度依赖从中国进口，中国约占其太阳能光伏进口量的 80%。非洲太阳能光伏进口规模已从 2021 年的 3GW 增至 2025 年的近 19GW；同期，组件平均价格由 270 美元/千瓦降至 95 美元/千瓦。

非洲电网总体发展不足，这给氢能项目带来了额外挑战。撒哈拉以南非洲（不包括南非）人均输电线路长度不足欧盟的 10%。与其他能源相关领域类似，非洲各国在电网监管和发展水平方面差异很大。电力行业结构从国有一体化模式到拆分后的市场化模式不等，埃及、肯尼亚和南非正逐步向竞争性市场转型。各国成本分摊和电价制定方法不同，这会影响氢能项目的用电成本。输电业务通常由垂直一体化企业提供，因此难以准确估算过网费。这些因素往往更有利于离网配置，但这会使氢能项目中的电解槽无法向电网提供灵活性，同时也意味着其无法利用当前已经高度脱碳的电网。

图8.9 2024 年非洲各地区可再生能源与化石燃料平准化电力成本



IEA. CC BY 4.0

注：CCGT = 联合循环燃气轮机，IGCC = 整体煤气化联合循环。可再生能源的资本成本按 6%计算。太阳能光伏容量因子为 16%-21%，陆上风电为 26%-37%，天然气发电为 50%，煤电为 70%。燃气轮机效率为 59%，煤气化效率为 43%。

可再生能源在成本上已经具备与化石燃料竞争的能力，同时还具有价格稳定性更高、污染更低和发展潜力更大的优势。

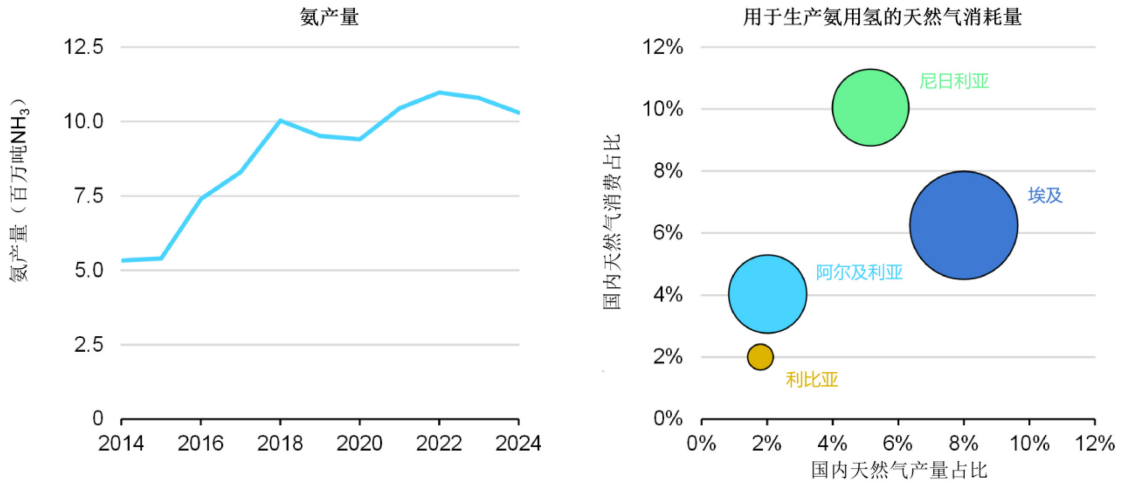
电网扩建不仅有利于氢能项目，也将成为提升电力可及性的基础支撑。未来可进一步推进的重点领域包括区域互联规划（例如《非洲大陆总体规划》）、提高电网可靠性（减少停电频次并缩短停电时间）、加强电网规划、降低输电损耗、推进电力市场纵向拆分，以及建立清晰、标准化的许可流程和电价制定方法。

IEA. CC BY 4.0.

氨和化肥生产

2024 年，非洲生产了超过 1000 万吨氨，占全球产量的近 6%，需要消耗近 200 万吨氢气。因此，氨的生产成为该大陆最主要的氢气需求来源，占总消费量的 60%。在产氨国家，用于生产氨所需氢气的天然气约占国内天然气消费总量的 2%至 10%。

图8.10 2014-2024 年氨产量及 2024 年非洲用于制氢的天然气相关使用情况



IEA. CC BY 4.0

注：气泡大小反映的是为生产氨而消耗的天然气在能量上的绝对数量。
来源：国际肥料协会（2026 年），IFASTAT 门户网站。

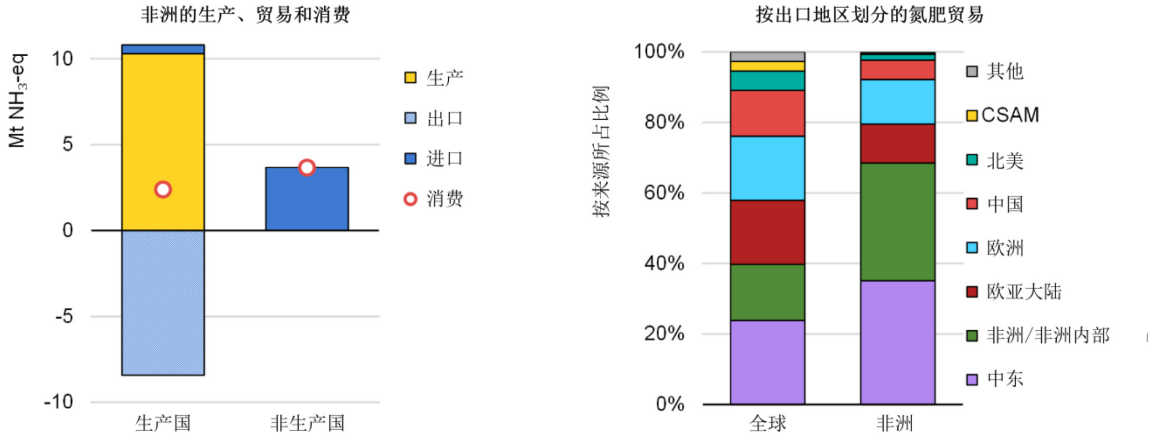
可再生氨可以释放天然气用于其他用途，并有助于缩小非洲化肥使用上的差距。

尽管非洲氮肥出口量高于进口量，[90]为生产国带来约 50 亿美元的出口收入，但各国贸易格局差异较大。生产主要集中在阿尔及利亚、埃及、尼日利亚、利比亚和南非，除南非外，其他国家均以出口市场为主。赞比亚于 2025 年末投产了其首座工厂。其他非洲国家则为净进口国，尤其是固体氮肥，其运输难度低于液氨。2024 年，除尼日利亚外的撒哈拉以南非洲地区由此产生了近 20 亿美元的贸易逆差，相当于其国内生产总值（GDP）的 0.1%以上。

[90] 氮肥是指以氮为主要养分的产品，包括氨、尿素、硝酸铵、硫酸铵和硝酸铵钙肥，不包括含磷或钾的肥料。

IEA. CC BY 4.0.

图8.11 2023 年非洲氮肥贸易平衡特征分析



IEA. CC BY 4.0

注：CSAM = 中南美洲；NH_3-eq = 氨当量。氨的进口和消费以氨当量表示，包括所有氮肥的氨当量消耗。

来源：联合国粮农组织（2026 年），《土地、投入与可持续性：按养分划分的肥料》（2026 年 3 月 24 日访问）；国际肥料协会（2026 年），IFASTAT 门户网站。

一些非洲国家主要生产氨用于出口，而大陆其他地区则依赖进口，其中三分之二来自中东或非洲其他地区。

化肥行业的潜在机遇

全球约 70%的氨用于生产化肥，这表明，未来非洲境内生产或由非洲出口的低排放氨需求，可能与化肥用途密切相关——前提是其生产成本具有竞争力。目前，非洲氮肥消费量折合超过 500 万吨氨当量，过去十年增长了近 35%，远高于全球约 4%的平均增幅；但其中一部分增长反映的是耕地面积扩大，而非农业集约化程度提高，因为化肥施用率增幅不足 25%。非洲以出口为导向、且集中于少数国家的氨生产格局，与总体较低的化肥使用水平形成鲜明对比。埃及是一个显著例外，[91]其单位面积氮肥施用量位居全球前列，并占非洲氮肥使用量的 30%。在非洲其他地区，化肥使用水平约为全球平均水平的六分之一，导致其作物单产处于全球最低水平之列。农业生产率增长未能跟上非洲这一全球人口增长最快地区之一的人口增长速度。非洲氨产量占全球近 6%，但其耕地面积占全球近 20%，氮肥使用量却仅占全球的 4%。

这种未得到满足的需求规模在贸易结果中表现得十分明显。2024 年，非洲食品贸易逆差达到约 220 亿美元，相当于国内生产总值（GDP）的近 1%。[92]2006 年《阿布贾化肥宣言》提出，到 2015 年将化肥施用量提高至每公顷 50 千克养分，但截至 2023 年，实际施用量仍低于 23 千克/公顷。2024 年 5 月，非洲联盟成员国进一步

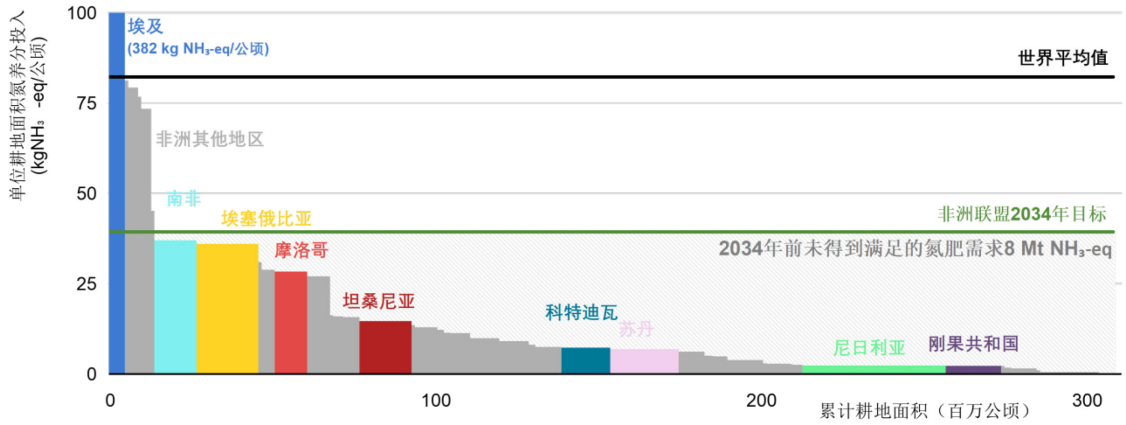
[91] 埃及是全球氮肥施用强度最高的农业体系之一，这反映出其农业高度依赖灌溉（由此造成氮素通过淋溶和渍水流失）、耕地集中在尼罗河沿岸且面积有限、多熟种植较为普遍，以及对氮肥响应较强的高产品种得到广泛采用。

[92] 食品是指依据《商品名称及编码协调制度》（HS 2022）划分的、用于人类消费的贸易产品，包括 HS 第 02-04 章、第 07-11 章和第 16-22 章，以及第 12 章中的部分产品，仅限可食用产品，不包括播种用种子和其他非食品用途产品。

IEA. CC BY 4.0.

承诺实施为期 10 年的《非洲化肥和土壤健康行动计划》，目标是到 2034 年将化肥使用量提高至 2020 年的 3 倍，并扩大国内生产能力。如果这些目标得以实现，并假设氮占养分目标的 60%，则氨需求可能增加 800 万吨以上，相当于约 150 万吨氢气。目前，非洲氨生产国每年出口约 800 万吨氨，但其中仅 15%在非洲大陆内部进行贸易，这表明扩大非洲内部贸易仍有较大空间。即便如此，要大规模满足未来需求，仍需要进一步提高国内产量。

图8.12 2023 年非洲各国基于施肥强度和耕地面积的氮肥消费量



注：NH_3-eq = 氨当量；DR Congo = 刚果民主共和国。

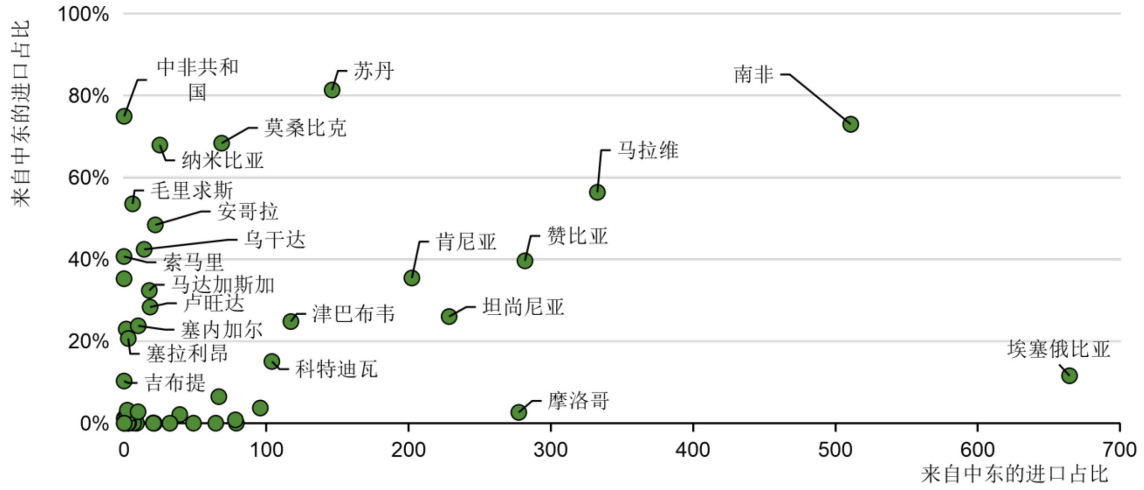
来源：粮农组织（2026 年），《土地、投入与可持续性：按养分划分的肥料》（2026 年 3 月 24 日访问）。

化肥使用高度集中，10%的耕地消耗了超过一半的氮肥，但实现化肥目标可能带来超过 800 万吨额外的氨需求。

大多数非洲国家完全依赖化肥进口，因此极易受到国际价格波动的影响。2021 至 2022 年，由于俄罗斯对乌克兰发动全面入侵，化肥价格大幅上涨，导致非洲的氮肥施用量相比 2020 年下降了高达 20%，进而对粮食生产造成连锁影响。2026 年初，由于霍尔木兹海峡船运受阻，化肥价格再次上涨，撒哈拉以南非洲国家尤为脆弱，因为其约 35%的化肥进口来自中东地区，而在苏丹等一些国家，这一比例甚至可高达 80%。

IEA. CC BY 4.0.

图8.13 2023 年非洲氮肥进口及从中东进口的占比



IEA. CC BY 4.0

注：NH_3-eq = 氨当量。氨进口以氨当量表示，包括所有氮肥的氨当量消耗量。该数据（图 8.13）基于 FAOSTAT 提供的肥料中氮素养分进口数据，不能直接与图 1.2、1.4 和 1.5 中基于无水氨贸易的估算数据进行比较。在摩洛哥等国家，进口的氨主要作为工业原料用于生产磷基肥料，如磷酸一铵（MAP）和磷酸二铵（DAP），其中大部分随后被出口。因此，这些氨进口体现在贸易统计数据中，但不一定反映在国内农业用途的氮素养分进口中。

来源：粮农组织（2026 年），《土地、投入与可持续性：按养分划分的肥料》（2026 年 3 月 24 日访问）。

中东是非洲在氮肥方面的最大贸易伙伴，但各国对这些进口产品的依赖程度差异很大。

提高对价格实惠的氮肥的获取途径

改善氮肥可及性是非洲当前的核心优先事项，尤其是在撒哈拉以南非洲；在选择具体生产路径时，经济可负担性将是主要考量。最适宜的技术路线因国家而异，取决于各国的资源禀赋和现有基础设施条件。

预计安哥拉、毛里塔尼亚、莫桑比克、塞内加尔和坦桑尼亚等多个撒哈拉以南非洲国家的天然气产量将增长，其中部分国家的液化天然气（LNG）出口终端已经投运、正在建设或处于规划阶段。对于天然气资源超过国内需求的国家，可考虑将部分天然气转化为氨和化肥产品，从而服务国内市场，促进与天然气资源有限或无法获得天然气的非洲国家之间的区域内贸易，并创造参与全球化肥贸易的机会。这也延续了历史上的一种贸易模式，即在液化天然气得到广泛应用之前，氨和甲醇曾作为天然气的贸易载体。

如果采用传统天然气制氢路线，在非洲本地生产实现氮肥施用目标所需的新增 800 万吨氨当量产量，产生的温室气体排放将低于 2500 万吨 CO_2-eq，相当于当前全球能源相关温室气体排放的约 0.06%。与提高农业生产率、改善粮食安全所带来的潜在收益相比，这一排放增量较小，同时还有助于减轻农业用地扩张压力，并减少由此带来的土地利用变化排放。

对于无法获得天然气，或可再生能源资源条件特别优越的国家，可以发展低排放氨

IEA. CC BY 4.0.

生产。肯尼亚目前完全依赖化肥进口，其氢能战略已明确认识到，发展国内低排放氨有助于降低这种进口依赖。相关早期案例已经出现，包括肯尼亚和纳米比亚的示范项目，以及肯尼亚一个正在建设的大型地热发电驱动电解水制氢项目，该项目面向尿素和硝酸铵钙肥生产。肯尼亚稳定的地热基荷资源能够提高电解槽利用率，从而降低制氢成本。

增强复杂化肥供应链的韧性

摩洛哥是全球第二大磷矿石生产国，拥有全球约三分之二的磷矿石储量，并占全球磷酸铵出口量的 25%。与钾盐不同，磷矿石必须经过化学加工后才能被植物吸收，通常需要利用氨将其加工为磷酸二氢铵（MAP）和磷酸氢二铵（DAP）等化肥，因此，摩洛哥在将本国磷矿资源加工为可供出口的化肥方面，在结构上依赖进口氨。2024 年，摩洛哥进口氨超过 160 万吨，占全球氨贸易量的 10%，约占非洲氨进口总量的 85%，由此形成超过 15 亿美元的进口逆差；与此同时，复合肥出口收入接近 70 亿美元，在一定程度上抵消了这一逆差。考虑到摩洛哥国内没有天然气生产，这种对进口氨的依赖尤为突出；但其优越的可再生能源资源、全球最大的磷矿石储量、完善的深水港基础设施，以及国际市场对低排放化肥日益增长的需求，也使其具备发展国内低排放氨生产的良好条件。在这一背景下，国有企业 OCP（全球最大的磷肥出口商之一）已宣布多个利用电解水制氢生产氨的项目，目标是到 2032 年实现 300 万吨氨产量，以对冲市场波动风险。根据太阳能光伏与风电发电组合的不同，实现这一目标可能需要超过 5GW 的专用可再生能源装机容量，相当于摩洛哥到 2030 年实现 15GW 全国可再生能源装机目标的约三分之一。

尽管摩洛哥是磷酸二氢铵（MAP）和磷酸氢二铵（DAP）最大的出口国，且领先优势明显，但塞内加尔和突尼斯等其他非洲国家也进口氨，用于生产并出口磷酸铵类化肥，因此同样可能具备类似的发展机会。刚果（布）和几内亚比绍正在开发新的磷矿项目，预计将在 2027 年后投产，这表明从长期来看，将国内氨生产纳入化肥价值链具有发展潜力。

低排放生产带来的贸易机遇

贸易是推动低排放氢项目公布的重要因素。非洲已公布的氨产能中，80%以上计划用于出口，相关项目分布在埃及、毛里塔尼亚、摩洛哥、纳米比亚和南非，其中部分项目还瞄准主要海运航线附近的船用燃料加注市场。非洲出口国有望推动全球化肥供应链多元化。目前，全球尿素贸易高度集中于俄罗斯和中东，两者合计占全球尿素贸易量的近 60%，相比之下，埃及、阿尔及利亚和尼日利亚合计占比不足 20%。不过，全球低排放氨产品市场尚未形成，关键政策仍存在不确定性，尤其是欧盟碳边境调节机制（CBAM）如何适用于氨和化肥，以及在船用燃料加注方面，国际海事组织（IMO）关于净零框架的决定由 2025 年推迟至 2026 年。

IEA. CC BY 4.0.

国际合作和长期承购协议将是实现这些机遇的关键。埃及艾因苏赫纳绿色氢项目就是一个例子，该项目通过 2024 年首次 H2Global 拍卖获得了一份为期 7 年的氨承购协议，但目前尚未作出最终投资决策（FID）。非洲内部贸易也是进一步增长的一个方向，不过，非关税措施，尤其是各国化肥标准不一致，仍构成障碍；目前正在实施的非洲大陆自由贸易区有望逐步减少这些障碍。

释放非洲低排放氨发展潜力

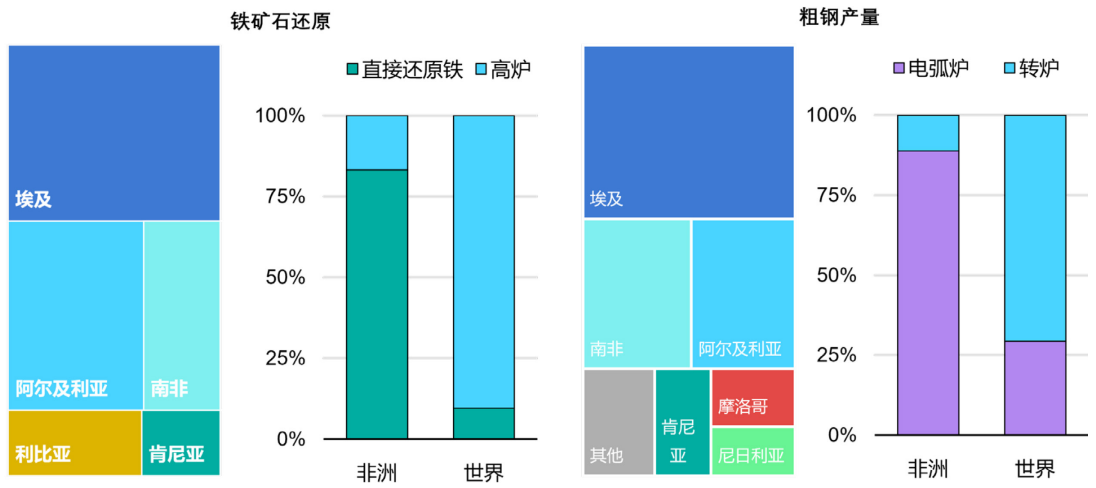
到 2030 年，非洲已公布的低排放氢项目规划总量约为 120 万吨，其中三分之二拟用于氨生产，相当于约 350 万吨氨。这相当于非洲当前氨总产量的三分之一，应用范围涵盖化肥和船用燃料加注等领域。已公布项目中，达到最终投资决策（FID）阶段的不足 3%，且许多项目规模较大并面向尚未形成的出口市场。非洲丰富的可再生能源资源为具有成本竞争力的氨生产提供了可靠基础，但低成本融资仍将是关键决定因素，因为融资成本最高可占平准化成本的一半（专栏 8.1）。因此，要释放这一潜力，可能需要在发展方向上作出调整，在继续保持国际市场长期发展目标的同时，更加重视近期改善国内化肥可负担性和可及性的机会。

钢铁生产

2024 年，非洲铁产量不足 2000 万吨，约占全球总产量的 1.4%，几乎是十年前产量的两倍。生产主要集中于五个国家：埃及、阿尔及利亚、南非、利比亚和肯尼亚，且以直接还原铁（DRI）为主，DRI 占非洲总产量的 80%以上，而全球占比仅为约 10%。北非国家几乎将其天然气产量的 4%用于生产 DRI。这种炼铁结构支撑了非洲在全球 DRI 市场中日益增长的地位：过去十年间，其产量翻了近两番，全球份额从约 5%上升至超过 10%，反映出其依托北非地区丰富廉价天然气资源所建立的生产基础。高炉炼铁主要局限于南非以及津巴布韦一座正在建设的工厂。在南非，丰富的煤炭资源以及对进口天然气的依赖使得高炉炼铁更具优势，但过去十年间，该国产量已下降 40%。

IEA. CC BY 4.0.

图8.14 2024 年非洲铁矿石还原与粗钢产量



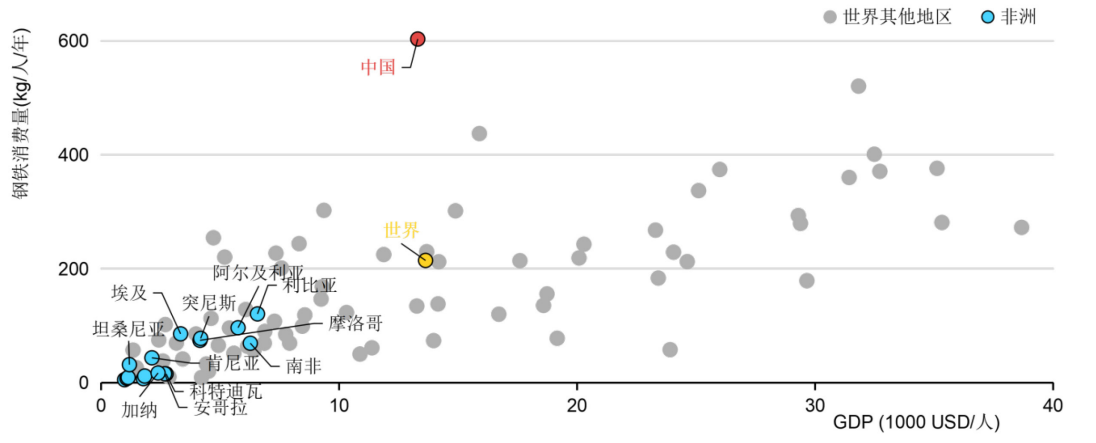
IEA. CC BY 4.0

来源：国际能源署基于世界钢铁协会（2025 年）《2025 年世界钢铁数据》的分析。

铁矿石上游资源充足，与钢铁产量偏低形成对比，而天然气生产国的炼铁主要依赖直接还原铁（DRI）。

非洲以直接还原铁（DRI）为主的钢铁结构延续至钢铁生产领域。2024 年，该大陆粗钢产量不足 3000 万吨，占全球总产量的约 1.5%，其中电弧炉（EAF）生产的占比接近 90%，远高于全球平均水平的不到 30%。除一体化的 DRI-EAF 生产企业外，一些国家运营着以废钢为原料的电炉钢厂，而另一些国家则完全没有本土钢铁生产能力，完全依赖进口，主要来自中国，其次为非洲其他地区。2024 年，成品钢材消费量略超 3500 万吨，约占全球需求的 2%，略低于 2020 年前的水平。人均钢材消费量约为 25kg，仅为全球平均值 215kg 的十分之一左右，撒哈拉以南地区除南非外，消费水平普遍极低。

图8.15 2024 年各国钢材表观消费量与 GDP



IEA. CC BY 4.0

注：为便于表示，仅显示人均 GDP（按购买力平价计算）低于 4 万美元的国家。

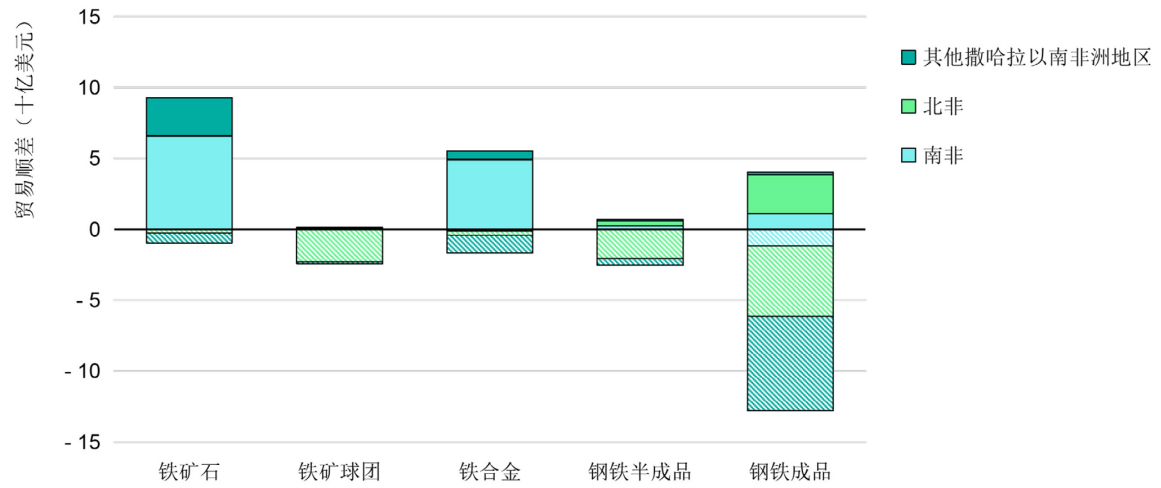
来源：国际能源署基于世界钢铁协会（2025 年）《2025 年世界钢铁数据》的分析。

非洲人均钢铁消费量较低，尤其是在撒哈拉以南非洲地区，随着发展带来的基础设施需求增加，显示出巨大的需求增长潜力。

IEA. CC BY 4.0.

2024 年，非洲成品和半成品钢铁产品的净进口额达到 110 亿美元。尽管南非和埃及实现了净贸易顺差，但该大陆其余国家均为显著的净进口国，即使国内消费水平相对较低。这种依赖性在撒哈拉以南非洲尤为明显，2024 年钢铁进口额约占其 GDP 的 0.5%，反映出当地钢铁生产能力有限，对外部供应高度依赖。

图8.16 2024 年非洲钢铁相关产品按价值计算的贸易余额（不含区域内贸易）



IEA. CC BY 4.0

注：负值表示该地区或国家的净贸易逆差。
来源：基于 CEPII（2026）和 BACI 数据集的 IEA 分析。

2024 年，南非的铁矿石和铁合金贸易顺差占其国内生产总值（GDP）的 3%，而其他撒哈拉以南非洲国家则面临相当于 GDP 0.5%的钢铁相关净进口。

非洲的钢铁生产服务于两个具有不同优先事项的市场。钢铁是非洲发展的基础性投入，支撑着基础设施建设、城市化和工业化进程。在人均钢铁消费水平较低的基础上，受上述趋势推动，国内需求预计将不断增长，而获得价格合理且质量优良的钢铁将成为关键考量因素。在出口市场方面，温室气体排放强度可能变得日益重要，受到欧盟碳边境调节机制（CBAM）等外部政策框架的影响。然而，低排放钢铁的需求仍不确定，将取决于全球市场环境和政策的演变。参与相关国际讨论有助于非洲生产商把握自身定位。同时满足这两个市场的需求，需要建立一个具备成本竞争力和可扩展性的钢铁生产体系，同时保持灵活性，以应对非洲自身的气候目标以及出口市场的碳强度要求。

推动炼铁领域从天然气向低排放氢过渡

非洲不断增长的直接还原铁（DRI）产能，为在现有和新建工厂中将氢气与天然气掺混使用提供了良好基础。北非在这方面尤其具有优势，一方面具备天然气供应条件，可支持近期发展天然气基直接还原铁；另一方面拥有丰富的可再生能源资源，未来有望实现低成本制氢。该地区天然气基直接还原铁装置整体投产时间较短，适

IEA. CC BY 4.0.

合采用氢气掺混，新建工厂也越来越多地采用双燃料配置，从而能够逐步提高氢气使用比例。

2025 年，土耳其钢铁生产商 Tosyali 在阿尔及利亚投产了全球首座 MIDREX Flex 直接还原铁工厂（直接还原铁产能 240 万吨/年）。该技术由日本神户制钢授权，可使用天然气运行，并在进行少量改造后实现 100%氢气运行。同年，Tosyali 为利比亚订购了一套 MIDREX Flex 设施（产能 250 万吨/年），用于供应区域市场和欧洲市场。同样在利比亚，利比亚钢铁公司与 Danieli 签署了一份谅解备忘录（MoU），拟建设一座采用 Energiron 技术、产能 200 万吨/年的直接还原铁和热压铁（HBI）工厂，可使用天然气-氢气混合燃料运行，并可实现 100%氢气运行，同时还与意大利钢铁生产商签订了承购协议。如果这 3 座工厂全部采用 100%氢气运行，氢气消费量将超过 40 万吨/年。

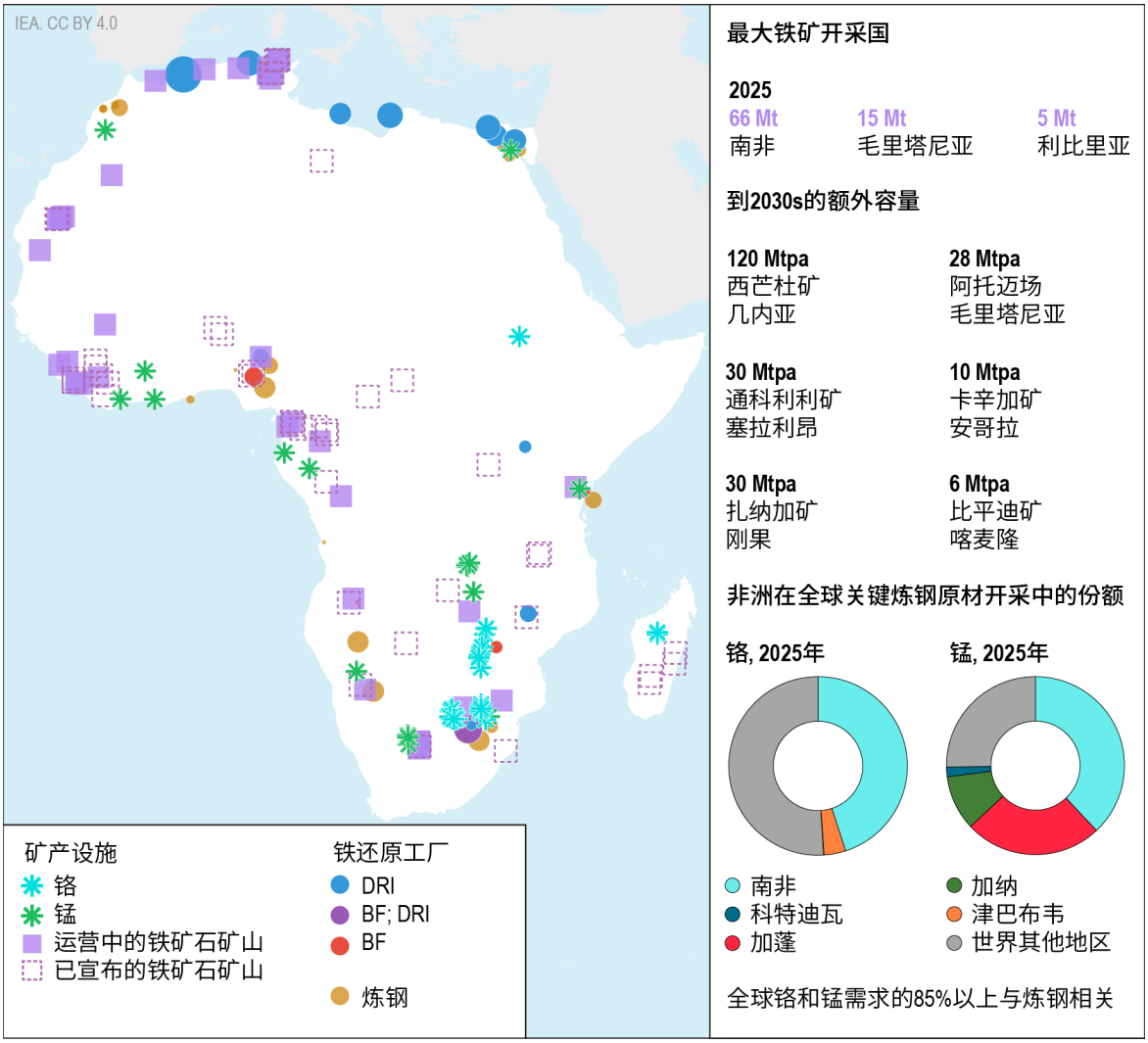
除北非外，撒哈拉以南非洲多个拥有丰富天然气资源的国家也具备发展天然气基直接还原铁的良好基础，这主要得益于当地钢铁需求增长，以及通过国内工业开发利用天然气资源的政策目标。安哥拉目前进展最快，Tosyali Sonangol Cassinga 直接还原铁-电弧炉（DRI-EAF）工厂预计将于 2027 年投产，并利用该国天然气资源。尼日利亚已启动一项为期 10 年的钢铁行业振兴路线图，目标是到 2030 年实现 1000 万吨粗钢产量，并通过政府采购政策促进区域承购。未来，如果这些国家建设新的产能，采用灵活的双燃料技术可以保留逐步提高氢气使用比例的选择，从而为脱碳以及进入设有排放门槛或溢价机制的出口市场创造机会。

在非洲提升附加值：以铁矿石开采支撑钢铁生产

2024 年，非洲铁矿石产量约为 8900 万吨，主要集中在南非，其次是毛里塔尼亚和利比里亚，这 3 个国家合计占非洲铁矿石总产量的近 90%。除南非外，非洲炼铁与铁矿石开采之间总体上仍缺乏有效衔接。北非铁矿石产量仅相当于国内需求的略高于 10%，导致该地区高度依赖进口，主要进口来自巴西和中东的铁矿球团，2024 年进口成本超过 25 亿美元。2000 年代初，西非和中非的铁矿勘探活动有所加快，但此后铁矿石价格长期处于低位，加之缺乏连接内陆矿区与港口的运输基础设施，新项目开发因此陷入停滞。

IEA. CC BY 4.0.

图8.17 非洲的铁矿石、铬和锰开采，以及铁矿石还原和钢铁冶炼能力



注：DRI = 直接还原铁；BF = 高炉。圆圈大小仅表示铁矿石还原和钢铁厂的已安装产能。

来源：国际能源署（IEA）基于以下资料的分析——全球能源监测组织（2026 年）《全球钢铁追踪报告》2026 年 3 月版（第 1 版）；全球能源监测组织（2025 年）《全球铁矿石矿山追踪报告》2025 年 8 月版（第 1 版）；美国地质调查局（2026 年），《铬统计与信息：2026 年矿物商品概要》；美国地质调查局（2026 年），《铁矿石统计与信息：2026 年矿物商品概要》；美国地质调查局（2026 年），《铁矿石统计与信息：2023 年矿物年鉴》；美国地质调查局（2026 年），《锰统计与信息：2026 年矿物商品概要》；美国地质调查局（2024 年），《非洲矿业及相关基础设施地理信息系统数据汇编》。

非洲的资源禀赋为发展集铁矿石、合金元素、天然气和可再生能源于一体的钢铁产业链提供了坚实基础。

尽管如此，铁矿石出口仍可带来可观收入。以南非为例，2024 年铁矿石出口额接近 70 亿美元，相当于该国国内生产总值（GDP）的约 1.7%。到 2030 年代初，非洲铁矿石产量可能超过 2 亿吨/年[93]，其中主要增长动力来自几内亚高品位铁矿石西芒杜项目的逐步达产，该项目产能为 1.2 亿吨/年。释放这一潜力需要投资区域交通互联

[93] 非洲铁矿石项目通常通过由本国实体与国际合作伙伴共同参与的合资企业开发。例如，几内亚西芒杜项目由几内亚政府、力拓和中国合作伙伴共同参与的合资企业开发；毛里塔尼亚 Atomai 项目由沙特公司 HADEED 与国有企业 SNIM 成立合资企业开发；塞拉利昂 Tonkolili 铁矿则由中国企业控股。

IEA. CC BY 4.0.

基础设施，主要包括铁路和港口运输通道。如果这些基础设施按照公共共用模式设计，还可为更广泛的工业发展创造条件。例如，利比里亚 ArcelorMittal Yekepa-Buchanan 铁路向第三方用户开放；服务于西芒杜项目的 670 千米跨几内亚铁路，以及 Moribayah 深水港，也具有类似作用。

非洲还可以超越原矿出口，利用更广泛的资源禀赋构建一体化钢铁产业生态。例如，南非《公正能源转型投资计划》和《公正能源转型实施计划》已经认识到这一发展方向。协调一致的钢铁产业战略可将铁矿石、天然气、可再生能源以及锰、铬等关键合金元素与区域需求相衔接，[94]而非洲目前正是全球最大的锰和铬生产地区，并通过统筹规划涵盖选矿、球团生产、炼铁和炼钢的产业走廊，将这些资源优势与区域需求结合起来。通过这种方式，非洲可以获取钢铁价值链中更大的价值份额，稳定相关矿产出口收入——这类矿产品价格往往波动较大——并强化支撑非洲发展目标的制造业基础。

在可再生能源资源丰富、邻近铁矿石矿区但天然气供应有限的地区，发展面向出口的氢基炼铁可成为进一步推进这一方向的路径。由于氢气运输仍面临较大挑战，出口直接还原铁（DRI）或热压铁（HBI）等铁产品是更加可行的市场化路径。2025 年，纳米比亚 HyIron 公司的 Oshivela 工厂（直接还原铁产能 1.5 万吨/年，并可选择于 2030 年前扩建至 100 万吨/年）成为全球首座采用 100%氢气生产直接还原铁的设施。毛里塔尼亚 AMAN 项目也在考虑出口热压铁，利用其邻近本地铁矿石矿区以及可再生能源资源优越的优势。

氢能在其他行业的应用

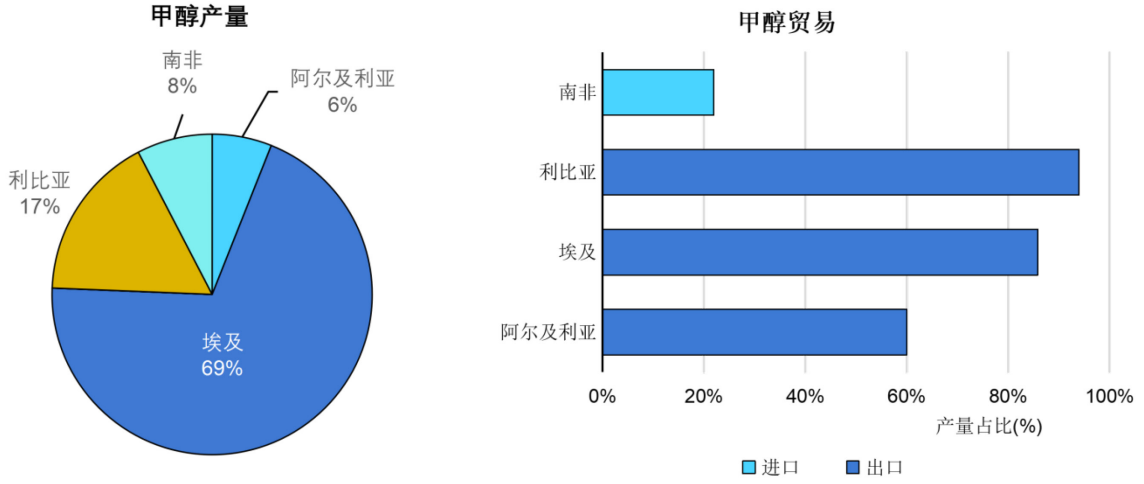
甲醇

2025 年，非洲在全球甲醇产量中占比略超 1%，远低于拉丁美洲（超过 6%）和东南亚（3%）等其他新兴经济体。此外，近年来非洲的份额持续下降，而拉丁美洲和东南亚的份额则基本保持稳定。非洲的甲醇生产主要用于出口，情况与拉丁美洲类似（东南亚则是净进口地区）。然而，2025 年拉丁美洲占全球甲醇出口量的 14%，而非洲不足 3%。非洲生产的甲醇中，用于满足国内需求的比例不到 25%。只有尼日利亚和南非通过进口满足了相当一部分国内需求。2025 年，南非（占非洲总需求的 40%）通过进口满足了其 20%的需求；尼日利亚则完全依赖进口来满足国内需求，尽管其占整个非洲大陆总需求的比例不足 5%。

[94] 锰和铬是炼钢的重要合金元素。锰用于绝大多数钢种，通常占钢材重量的 0.5%-1.5%，可提高钢材强度并去除杂质；铬则主要用于不锈钢和合金钢，在不锈钢中的含量通常超过 10.5%。全球 85%以上的锰需求和铬产量用于炼钢。

IEA. CC BY 4.0.

图8.18 2025 年部分非洲国家的甲醇生产与贸易



IEA. CC BY 4.0

来源：国际能源署（IEA）基于 Argus Methanol Analytics 和 Argus Media Group 数据的分析，版权所有。

非洲大部分甲醇产量用于出口，仅有少量满足了该大陆几乎全部的国内需求。

非洲甲醇生产高度集中于埃及，2025 年埃及甲醇产量占非洲大陆总产量的近 70%（图 8.18）。截至 2024 年，赤道几内亚也是甲醇主要生产国，产量与埃及相近。然而，2025 年 Atlantic Methanol 宣布关闭其一座 100 万吨/年的甲醇生产工厂（自 2001 年起运行），[95]此前，该公司于 2024 年因 Marathon Oil（Atlantic Methanol 的股东之一）减少天然气供应而宣布遭遇不可抗力；Marathon Oil 减少供气是为了优先满足利润率更高的液化天然气（LNG）销售。[96]这使埃及甲醇生产的集中度进一步提高，即使在工厂层面也是如此。自 2011 年以来，埃及仅有 Methanex 的一座甲醇工厂在运行，其甲醇产能超过 100 万吨。非洲其他甲醇产量来自利比亚、南非和阿尔及利亚规模较小的工厂。非洲几乎所有甲醇均采用未采取减排措施的天然气生产。唯一的例外是南非，其全部甲醇生产均以煤为原料，这与 Sasol 长期积累的煤制化学品技术经验有关；Sasol 也是南非唯一的甲醇生产商。

从近期来看，考虑到国内需求较低，更适合发展低排放甲醇项目，尤其是可再生能源制甲醇项目的国家，是已经具备甲醇生产基础的国家，其中尤以埃及为代表。此类项目可带来经济机遇，将甲醇出口至欧盟等新兴市场，或满足船运业可能出现的新增需求。甲醇生产国已具备发展这一新型工业价值链所需的一些关键有利条件，例如化工行业拥有熟练劳动力以及现有基础设施。埃及和南非已经开展了一些可再生甲醇项目的前期探索，但这些项目仍处于非常早期的开发阶段，而且自项目公布以来，相关进展十分有限。

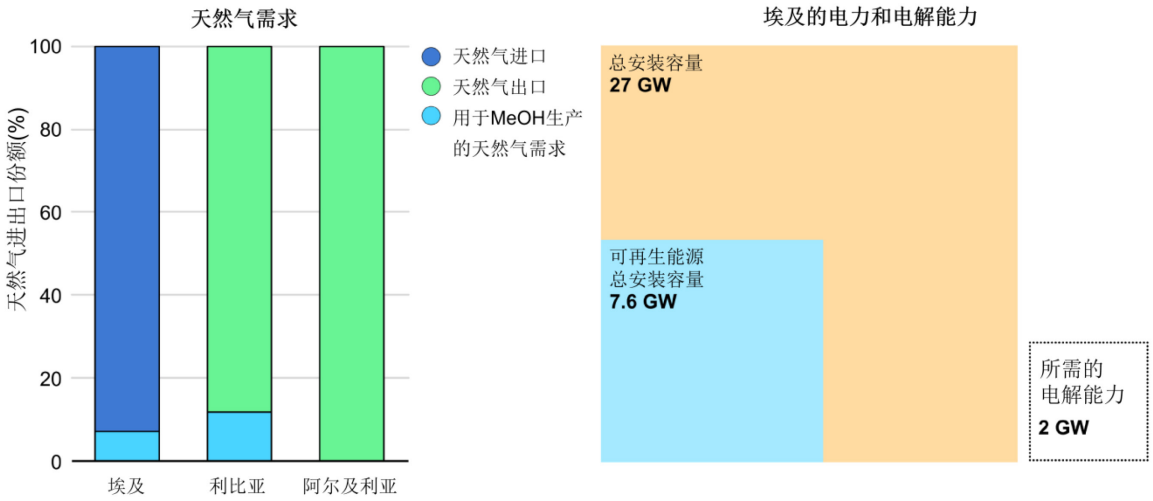
[95] Chevron 称赤道几内亚甲醇装置将关闭，Argus Media Group，版权所有（2025 年 2 月 18 日）。
[96] 赤道几内亚 Ampco 宣布甲醇生产遭遇不可抗力，Argus Media Group，版权所有（2024 年 12 月 19 日）。

IEA. CC BY 4.0.

可再生甲醇生产能够带来的收益因非洲各国情况而异。2024 年，埃及甲醇生产消耗天然气约 10 亿立方米，占该国天然气需求不足 2%，但埃及近期已转为天然气进口国。2021 年，埃及还是天然气净出口国，出口收入接近 40 亿美元；到 2024 年则转为净进口国，并产生 40 亿美元贸易逆差。预计未来国内天然气产量下降，加之工业特别是发电领域天然气需求增长，将进一步扩大这一贸易逆差。利比亚也可能出现类似情况：近年来其天然气出口量有所下降，而甲醇生产在经历两年停产后，自 2023 年起逐步恢复并提高产量。阿尔及利亚既是甲醇出口国，也是天然气出口大国，其国内天然气产量约有一半用于出口。转向可再生能源制甲醇，可以释放更多国内天然气用于出口，不过由于阿尔及利亚甲醇产量较低，其影响将较为有限。

以电解水制氢和可再生电力为基础的甲醇生产替代化石燃料制甲醇，将对资源提出较高要求。若要替代埃及全部天然气制甲醇产量，需要约 2GW 电解槽产能。[97]99[假设电解槽按低位热值计算的效率为 60%，年运行时间为 5000 小时。]作为参照，埃及发电总装机容量为 27GW，其中可再生能源装机容量不足 8GW（图 8.19）。

图8.19 2024 年部分国家甲醇生产用天然气需求及满足埃及甲醇生产所需的电解能力



IEA. CC BY 4.0

注： MeOH = 甲醇。

将目前以化石燃料为基础的甲醇生产转为利用可再生能源进行电解，可能改善埃及和利比亚的天然气贸易平衡，但也将面临资源方面的挑战。

航空

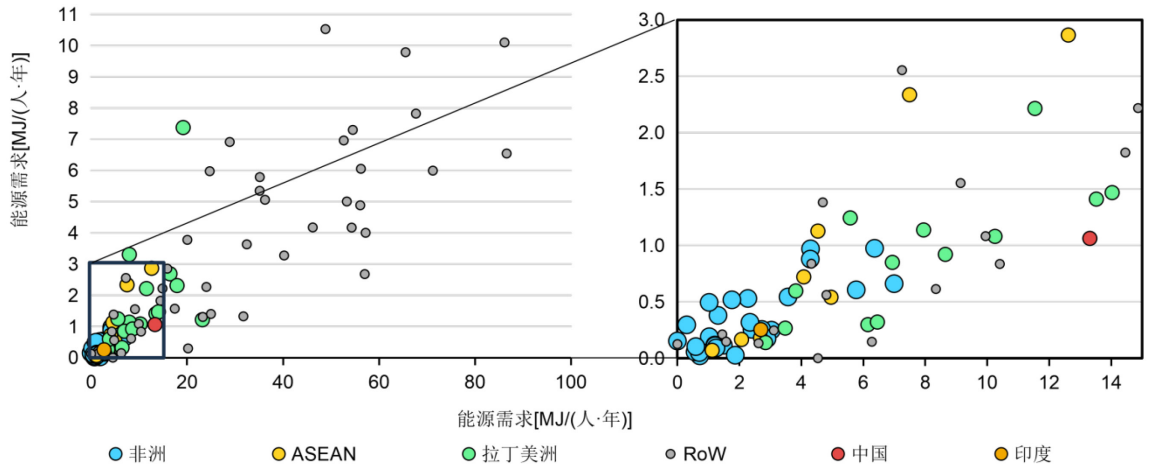
2025 年，非洲航空能源需求总量不足每年 500 拍焦耳（PJ），其中近一半依赖从境外进口的煤油。非洲在全球航空能源需求中所占比例约为 3%，低于其在全球总能源需求（5%）和人口（19%）中的份额。非洲人均航空能源需求为每年 0.3 兆焦耳

[97] 假设电解槽按低位热值计算的效率为 60%，年运行时间为 5000 小时。

IEA. CC BY 4.0.

（MJ），远低于全球平均水平（1.8 MJ/年），也低于拉丁美洲（1.3 MJ/年）和东南亚（1.5 MJ/年）（图 8.20）。这与非洲较低的经济发展水平有关，该地区有多个国家的人均 GDP 位居世界最低之列。航空能源需求较低限制了合成喷气燃料在短期内大规模应用的前景，但随着非洲发展、喷气燃料需求增加，未来可能出现相关机会。不过，目前仍存在一些短期可探索的发展机遇。

图8.20 2024 年航空人均能源需求与人均 GDP 的关系



IEA. CC BY 4.0

注：ASEAN = 东南亚国家联盟；RoW = 其余世界。为避免影响坐标轴比例，图中未包含新加坡（人均每年 51 兆焦）、阿拉伯联合酋长国（人均每年 39 兆焦）以及人口少于 300 万但人均能源需求较高的国家。

来源：国际能源署基于国际货币基金组织的 GDP 数据进行分析。

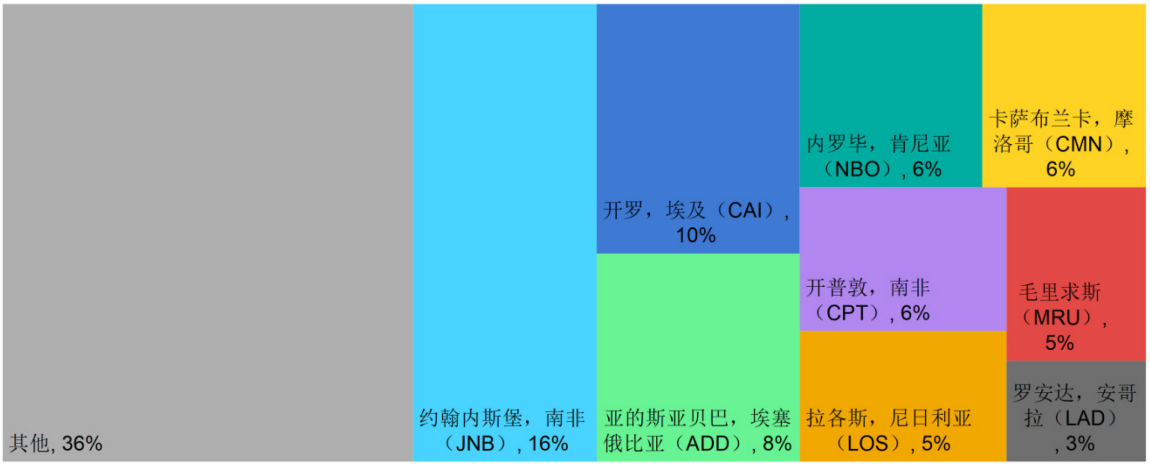
非洲几乎全部人口的人均航空能源消耗远低于全球平均水平。

非洲航空业高度集中于少数机场（见图 8.21）。其中，两座中等规模机场[98]——开罗机场（年旅客吞吐量约 3000 万人次）和约翰内斯堡机场（年旅客吞吐量约 2000 万人次）——合计占非洲航空燃油需求的 25%以上。如此高度集中的需求为规模化采用合成航空燃料创造了机会，但实际推进仍面临较大挑战。若要以合成煤油替代这两座机场的航空燃油需求，需要 5-8GW 的电解槽产能。由于非洲大陆最大的机场均由国有企业管理，而在这些机场占据较大市场份额的多家航空公司也属于国有企业，因此可由国有企业率先推动相关工作（表 8.1）。这也有助于在市场发展初期协调此类燃料的采购。

[98] 作为对比，全球最大的机场——亚特兰大国际机场——年旅客吞吐量超过 1 亿人次，全球前 50 大机场的年旅客吞吐量均超过 4700 万人次。

IEA. CC BY 4.0.

图8.21 2024 年非洲各机场燃油需求分布情况



IEA. CC BY 4.0

注：括号中的缩写代表国际航空运输协会的机场代码。
来源：国际能源署基于 ATSLAB 数据的分析。

所有非洲机场的航空煤油需求总量仅为全球最大机场需求量的 2.5 倍，且主要集中于少数中型机场。

表 8.1 非洲燃料需求最大的机场、运营方及服务这些机场的主要航空公司

机场	管理公司（全部为国有）	航空公司
约翰内斯堡（南非）	南非机场公司	Airlink，私人 南非航空，国有航空公司
开罗（埃及）	埃及机场与航空导航控股公司	埃及航空，国有航空公司
亚的斯亚贝巴（埃塞俄比亚）	埃塞俄比亚机场企业	埃塞俄比亚航空公司，国有
内罗毕（肯尼亚）	肯尼亚机场管理局	肯尼亚航空，私营 Jambojet，私人
卡萨布兰卡（摩洛哥）	国家机场管理局	摩洛哥皇家航空公司，主要由国家控股

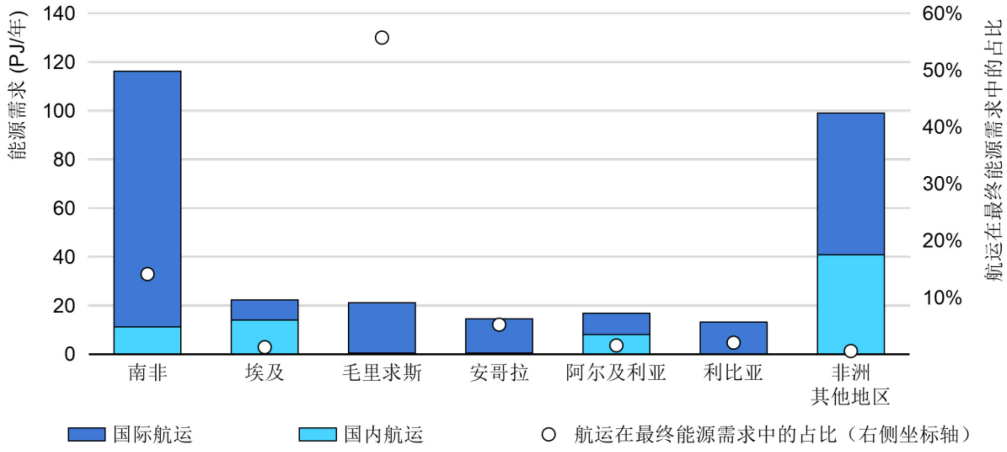
在合成航空燃料生产的推动因素方面，南非凭借萨索尔公司的存在，在费托（FT）技术领域处于世界领先地位。该技术传统上用于通过煤炭气化生产液体燃料，但萨索尔长期积累的费托技术经验，以及近年来在可再生能源电力方面的应用经验（萨索尔在南非运营超过 700 兆瓦的可再生能源装机容量），有望支持合成煤油的早期推广应用。目前，萨索尔已是 HySHiFT 联盟的合作伙伴，致力于在南非开发合成煤油的生产技术。

IEA. CC BY 4.0.

船运

2025 年，非洲船运业能源需求约为 300 拍焦，占全球需求不足 3%，其中约四分之三用于国际船运。国际船运采用低排放氢基燃料（如氨和甲醇）将取决于国际海事组织（IMO）相关法规的实施情况。然而，在 2025 年 10 月相关讨论休会后，这些法规的决定被推迟至 2026 年年底，由此增加了船运业的不确定性，并可能延缓此类燃料的应用。

图8.22 2025 年非洲国家船运业的能源需求



IEA. CC BY 4.0

仅南非就占非洲船运能源需求的 40%以上。

非洲船运燃料需求高度集中于南非，该国拥有 3 个重要的船用燃料加注枢纽（德班-理查兹湾、萨尔达尼亚湾-开普敦和恩库拉-格贝哈），不过近年来这些枢纽受到当地炼油厂供应受限的影响。凭借现有基础设施（如氨和甲醇储存终端）以及在这些化学品方面积累的运营经验，这些港口具备采用氨和甲醇作为替代燃料的良好条件（见“枢纽”部分）。不过，截至目前，这些港口在采用氢基燃料方面的工作仍仅限于初步研究。毛里求斯是非洲另一个重要的船用燃料加注枢纽，位于连接亚洲、南部非洲和南美洲的重要航线上。此外，该国一半以上的能源需求用于国际船运燃料加注。近期红海地区的船运中断增加了毛里求斯的船用燃料加注需求。不过，鉴于土地资源有限，其大部分燃料需求不太可能通过本地生产满足，因此如果转向替代燃料，毛里求斯仍将依赖进口。

除船用燃料加注港口外，其他机会还包括摩洛哥丹吉尔地中海港等大型集装箱港口，以及埃及苏伊士运河周边高度集中的港口群（塞得港、艾因苏赫纳、达米埃塔和亚历山大港）。丹吉尔地中海港是非洲最大的集装箱港口，毗邻直布罗陀海峡，全球约五分之一的海运贸易每年经此通过。埃及这些港口则兼具巨大的海运流量（全球约 15%的海运贸易量通常经由苏伊士运河）、现有基础设施以及处理相关化学品，尤

IEA. CC BY 4.0.

其是氨的丰富经验。此外，埃及已公布的几乎所有大型低排放氢基燃料生产项目（以氨为主）都将布局在苏伊士运河附近。这些港口位于主要海运航线上，同时邻近潜在的大规模氢基燃料供应能力，为其与亚洲、欧洲和拉丁美洲其他港口合作建设替代船用燃料船运走廊提供了可能。部分港口已经迈出了采用替代燃料的初步步伐，例如 2023 年 8 月东塞得港完成了首次甲醇船用燃料加注作业。

尽管非洲大陆采用此类燃料的工作仍处于非常早期阶段，各国政府已经开始探索一些相关举措，例如参与建设绿色船运走廊。截至 2025 年末，已有 4 条处于不同开发阶段的绿色船运走廊涉及非洲合作伙伴，其中包括加纳于 2025 年 9 月宣布的一项倡议。此外，至少还有 9 条船运走廊需要途经非洲，路线或经过苏伊士运河，或经过好望角航线；其中，鹿特丹-新加坡绿色与数字船运走廊是全球此类倡议中推进较快的项目之一。

枢纽

工业枢纽能够汇集多个用户的需求，形成降低成本以及支撑高成本共用基础设施投资所需的规模经济。如果按照公共共用基础设施模式开发，这些资产可由多个利益相关方共同使用，从而降低单个用户承担的成本，并在某一用户实际利用水平低于预期时降低相关风险。在非洲，氢能枢纽可以带动配套基础设施投资，在解决当前投资不足问题的同时，发挥不同行业之间的互补效应，并带来更广泛的经济效益。

氢能枢纽的可行性取决于能否获得相关配套基础设施，包括电网和天然气管网、铁路和公路，以及来自淡水资源或海水淡化的供水。此外，由于依赖原材料和设备贸易，氢能枢纽也可能集中布局在港口附近。劳动力供给、服务业基础和社会接受度等当地条件同样发挥着重要作用。

此前版本的《全球氢能展望》确定了 3 类氢能枢纽典型模式，这些模式同样可能适用于非洲：

工业需求枢纽将以化肥和化工厂、钢铁设施以及炼油厂为核心。需求可能来自两个方面：一是替代现有天然气使用，二是发展新的低排放产业，在满足国内需求的同时促进贸易，包括非洲内部贸易。在天然气产量下降或进口依赖程度上升的国家，替代现有天然气使用尤其具有现实意义。埃及的天然气贸易平衡曾出现波动（见上文“甲醇 a”部分），而南非依赖从莫桑比克进口天然气，两国现有成熟工业集群均为发展低排放氢工业枢纽提供了良好基础，包括埃及的亚历山大-大开罗-苏伊士运河走廊，以及南非的豪登-约翰内斯堡地区。相比之下，在阿尔及利亚、利比亚和尼日利亚等天然气资源丰富的国家，如果海外需求形成，早期应用可能主要由制成品出口机会驱动。其他目前工业基础有限、但资源条件优越的国家，也可以发展新的区域工业枢纽。例如，肯尼亚正在利用其地热资源生产氨，目标是在满足国内需求的同时，向邻近非洲市场出口氮肥。

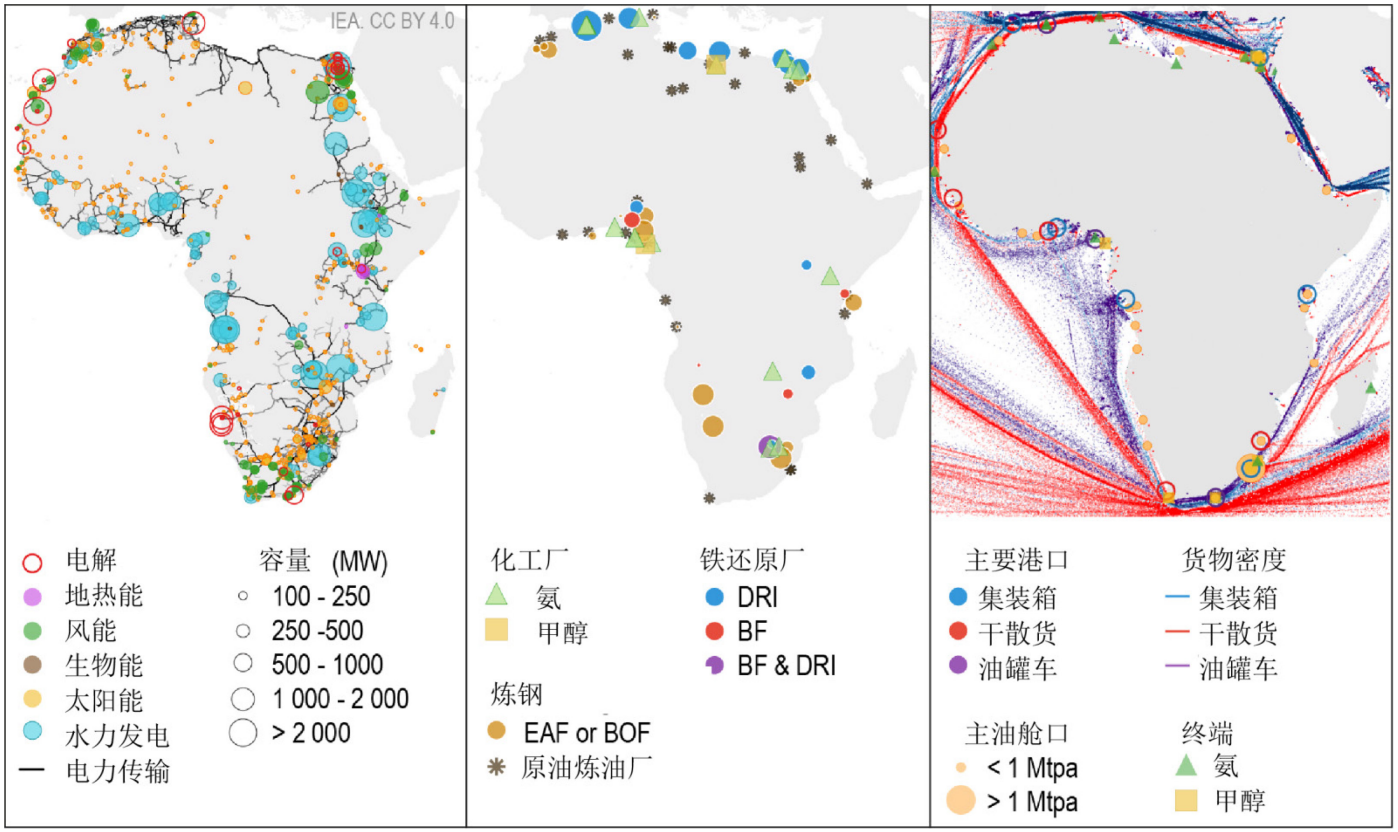
IEA. CC BY 4.0.

船用燃料加注和分销枢纽利用港口基础设施储存并向船运业供应氢基燃料，但其发展最终取决于船舶需求以及国际法规的演变。靠近主要海上咽喉要道的港口尤其具有优势，包括埃及苏伊士运河周边港口、直布罗陀海峡附近港口——尤其是摩洛哥丹吉尔地中海港和规划中的纳祖尔西地中海港——以及南非好望角附近港口，其中德班等港口已经是重要的船用燃料加注枢纽。红海船运中断，包括曼德海峡和苏伊士运河通行受阻，导致部分船舶改道好望角，从而增加航程和燃料消耗。这已经推动了一些传统上作用较小港口的船用燃料加注需求增长，并可能为低排放燃料供应创造机会，包括纳米比亚的鲸湾港和吕德里茨，以及科特迪瓦、加纳和多哥等西非港口，这些港口本身已邻近高流量集装箱航线。

供应枢纽通常位于可再生能源潜力特别突出、具有大规模发电所需土地资源，但当地工业需求有限的地区。如果已有港口基础设施，相关供应能力可以相对较快建立；但对于位置更加偏远、需要新建港口的地区，开发周期将更长，因为项目早期阶段基础设施利用率不足所带来的成本可能高到难以承受。目前已经出现多种发展模式。一类以出口氨和氮肥为目标，例如安哥拉 Capanda 项目、毛里塔尼亚 Megaton Moon 项目和纳米比亚 Hyphen 项目。这些项目能否具备可行性，取决于具有竞争力的制氢成本，而较高的容量因子以及已落实的国外承购方有助于降低资本成本并吸引外国直接投资。另一类项目则通过将低排放氢融入采矿供应链，提高现有资源出口的附加值，例如毛里塔尼亚铁矿石产业和摩洛哥磷矿产业。北非也在探索通过氢气管道向欧洲出口。由欧洲输送系统运营商牵头的 SoutH2 走廊计划在 2030 年代建设一条长 3300 千米的氢气走廊，将北非与意大利、奥地利和德国连接起来。SeaCorridor 正在研究与 SoutH2 连接的南部通道方案，其中包括一条跨越西西里海峡、连接突尼斯和意大利的专用海上氢气管道，以及突尼斯境内两条陆上连接线：一条沿现有天然气管道延伸至 Oued Saf-Saf 附近的阿尔及利亚边境，另一条向突尼斯南部延伸。

IEA. CC BY 4.0.

图8.23 非洲氢能发展相关的能源供应、工业活动及港口基础设施，最新可用数据



注：DRI = 直接还原铁；BF = 高炉；EAF = 电弧炉；BOF = 转炉; MTPA = 每年百万吨。

来源：国际能源署（IEA）基于以下数据的分析：IEA（2026），氢气生产与基础设施项目数据库（2026 年 6 月）；IEA（2024），《2024 年能源技术展望》；FracTracker 联盟（2026），石油炼制与产能；全球能源监测组织（2026），全球化学品清单——2025 年 11 月（版本 1）；全球能源监测组织（2026），全球钢铁追踪器——2026 年 3 月（版本 1）发布版；全球能源监测组织（2025），全球铁矿石矿山追踪器——2025 年 8 月（版本 1）发布版；全球能源监测组织（2026），可再生能源及其他电力；开放基础设施地图（2026），OpenStreetMap 数据库；联合国全球平台（2024），自动识别系统数据；Verschuur（2022），港口在国际贸易和全球供应链中的关键性。

早期的低排放氢项目最有可能出现在现有工业中心和主要船运路线附近，因为这些地区的需求、物流和资源禀赋条件相辅相成。

IEA. CC BY 4.0.

近期行动

利用政策和金融工具降低资本成本。可再生氢项目属于资本密集型资产，因此其生产成本在很大程度上取决于资本成本。融资成本可占平准化制氢成本的约 30%-40%，资本成本每提高 1 个百分点，制氢成本约增加 0.2 美元/kgH_2。基于实际风险和感知风险，多数非洲国家具有较高的风险溢价。在 54 个非洲国家中，仅博茨瓦纳和毛里求斯的主权债券在所有评级机构中均达到投资级[99]，这意味着借入资本需要支付更高的利率，融资难度更大，交易成本也更高。降低融资成本对于提升制氢竞争力至关重要。为解决这一问题，可以综合运用多种风险缓释工具（见专栏 8.1），并以可预测、稳定的政策和监管支持作为基础。

平衡现有氢能需求与出口需求，为低排放氢创造市场需求。尽管出口是推动低排放氢项目发展的主要动力之一，但优先满足国内需求可带来多重效益，包括提高国内附加值、降低项目复杂程度、减少投资和基础设施需求，并有利于逐步推进项目部署。阿尔及利亚、埃及和尼日利亚已具备一定规模的现有氢能需求，足以形成制氢规模经济，同时还可替代氢基衍生品进口并提升能源安全。纳米比亚等目前尚无现有氢能需求的国家，则可以利用出口带动国内社会经济发展和电力行业投资。国内与国外需求相结合，也有助于降低汇率风险。埃及和南非发展低排放氢还可以替代天然气进口、提高能源安全，而且两国已具备较大规模的工业活动。此外，这些项目还可替代氢基衍生品进口。制定切实可行的发展目标是氢能战略的首要步骤之一，肯尼亚和南非等国已采取相关行动。

优先发展氨和钢铁等氢基衍生品，推动价值链升级。与单纯生产氢气相比，国内生产氨和钢铁通常需要更大规模的投资，并可产生更显著的经济影响和就业效应。此外，在出口这些产品时，由于在国内增加了更多转化加工环节，可以保留更大比例的附加值，这也是相较于单纯生产氢气的一项优势。此类产业发展还可对国内基础设施建设和本地创新生态产生积极带动效应。随着已公布项目推进，到 2030 年非洲铁矿石产量可能增加一倍以上；同时，非洲还拥有丰富的铬、锰等合金元素资源，这为发展钢铁生产提供了机会。直接还原铁炉具有较强的燃料灵活性，可随着低排放氢供应规模逐步扩大，从天然气逐步转向氢气。对于氨而言，如果进一步用于化肥生产，可创造更高附加值，并有助于发展下游食品产业、缩小区域食品贸易逆差。

将氢能纳入关键基础设施长期规划。氢气管道和港口建设周期较长，需要提前为未来发展做好规划。同时，纳米比亚、毛里塔尼亚等以出口为目标的国家现有基础设施较为有限。推动这些基础设施落地需要投入更多努力，但也为规划建设可供多种氢载体共同使用的一体化基础设施创造了机会，从而提高灵活性和韧性。可以指定国有实体或港务管理机构作为基础设施开发的协调主体，并引入私营部门参与。对于既要扩大电力可及性、又要为氢能项目供电所需的电网扩建而言，协调工作尤为

[99] 这反映了基于各国制度、经济、财政和货币状况，对影响主权信用及偿债能力风险的评估。

IEA. CC BY 4.0.

关键。此外，还需要制定相关技术标准和法规，包括电价制定方法、网络接入条件和行政流程。

确保低排放氢项目带来切实的社会经济效益，并支持更广泛的发展目标。大型氢能项目应支持而不是与经济发展、能源和供水可及性等关键政策优先事项形成竞争。应将社会经济因素纳入项目设计和评估，确保当地社区能够从投资中受益，其中可以包括电网、供水等基础设施建设。这需要通过法规予以保障，并将相关标准纳入项目审批（或土地分配）条件，以及税收优惠等利益分配安排。目前，这类标准总体上仍较为缺乏，并已成为项目部署的障碍。引入此类标准有望形成良性循环：通过改善所在国财政和宏观经济状况，为项目发展创造更有利条件，并可能体现为更低的国家风险以及更充足的本地技能型劳动力供给。

支持可再生能源部署，为氢能发展形成积极带动效应。在 54 个非洲国家中，仅肯尼亚和摩洛哥在规模超过 10 太瓦时的电力系统中实现了太阳能和风能渗透率超过 10%。非洲仍需要积累更多此类技术部署经验，这将有助于降低资本支出（CAPEX）和资本成本，使私营部门在项目开发各阶段积累经验，帮助贷款机构建立项目融资业绩记录，并吸引更多私人资本。

建设本地技能型劳动力队伍并提升技术能力。发展这些产业需要规模充足且具备相应技能的劳动力。可以通过战略合作伙伴关系实现这一目标，例如在引入外国投资时设置一定比例使用本地劳动力的条件，或与产业界合作开发新的教育培训项目。对相关行业劳动者进行技能提升和再培训也是一种可行选择，埃及、肯尼亚、摩洛哥、尼日利亚和南非等国已经开展了相关工作。利用 RES4Africa 等现有项目，并将其范围扩展至氢能领域，也有助于推进实施。在这一过程中，还应贯穿公平性考量，确保各类群体都能平等参与相关项目。

建立氢及其衍生品认证体系。认证可以发挥多重作用，包括追踪温室气体排放等可持续性属性，支持目标、配额或税收抵免等政策实施，建立差异化的低排放氢市场，以及促进跨境贸易。在非洲计划于 2030 年前投产的低排放氢项目规划产能中，近四分之三以出口为目标。认证对于实现这些出口目标至关重要，同时也有助于与其他认证体系实现互操作。在这方面，已有 6 个国家签署了关于认证体系互认的《意向声明》，其中目前仅埃及存在氢能需求，占当前区域氢能需求总量的 50%。多个国家已将认证纳入本国氢能战略，但目前仅肯尼亚针对氢和氨生产制定了可持续性标准，其中包括温室气体（GHG）排放阈值。对于尚未建立相关标准的国家，可以采用国际标准化组织（ISO）于 2026 年 4 月发布的氢气生产温室气体测量标准；关于氢转化过程的相关标准预计将在 2026 年年底前发布。

IEA. CC BY 4.0.

专栏 8.1 降低非洲氢能项目融资成本的风险缓释工具

降低资本成本不能仅依靠金融工具。首先需要构建更有利的项目发展环境，其次提供项目准备支持，随后通过有针对性的工具降低特定项目风险；对于仍然存在的风险，则需要通过信用增级吸引私人资本参与。

强化有利条件是风险缓释的第一层：

- **降低主权风险和政治风险。**非洲许多国家此类风险较高，即使近期没有发生违约，也会推高融资成本。一些市场参与者认为，现行评级方法可能低估许多非洲国家的信用质量。非洲联盟于 2025 年提出的《非洲债务共同立场》建立了债务管理改革框架。在国家层面，加强法治、提高监管透明度以及建立可信的争端解决机制，有助于缩小感知风险与实际风险之间的差距。
- **保持能源和产业政策稳定且可预测**，以提高需求可见度、降低监管不确定性并增强制度可信度，从而降低市场对不利政策变化和争端的感知风险。
- **建设可靠的配套基础设施**，包括电网、港口、供水和交通网络。这些基础设施建设周期较长，而公共共用基础设施还可以为更广泛的工业发展提供支撑。

公共资金可以承担项目早期风险并改善融资条件：

- **项目准备支持**可用于开展可行性研究及其他开发支出（DEVEX），而如果项目最终未能推进，这些支出可能成为沉没成本。此类支持可以减少项目早期阶段对稀缺且成本较高的股权和债务资金的需求。近期，一些国际公共金融机构已经通过赠款或贷款方式，为摩洛哥、纳米比亚和南非氢能项目的 DEVEX 提供资金支持（见第 6 章）。
- **混合融资**可以随着项目逐步成熟改善融资条件。国际公共金融机构提供的优惠贷款、次级股权和次级债务，可以提供成本更低、期限更长或风险承受能力更高的融资。公共资金通过在资本结构中承担风险更高的部分，可以降低商业贷款机构的风险敞口，从而使后者能够提供更有利的融资条件。IEA 估计，为支持新兴经济体的清洁能源投资，国际优惠融资规模需要增加至目前的 3 倍以上。肯尼亚 Olkaria 氨项目获得了德国开发性金融机构 KfW 提供的优惠融资，用于支持 KenGen 与该项目相关的地热扩建。SDG Namibia One Fund 和南非 SA-H2 Fund 均为聚焦氢能的混合融资工具，并已获得参与其目前通过 DEVEX 支持项目股权融资的权利。

有针对性的工具可以将特定的可融资性风险从项目开发商转移给更有能力管理这些风险的主体，从而降低风险发生概率并限制其财务影响：

- 通过长期承购协议**缓释收入风险**，使项目能够更明确地掌握未来需求和价格。这类协议可以包括照付不议承诺、最低采购量、固定或指数化价格以及硬通货支付。* 在 H2Global 首次可再生氨拍卖中，Fertiglobe 获得了一份为期 7 年的埃及氨采购协议，其中包括有保证的最低承购量和以欧元计价的固定价格；目前 H2Global 正

IEA. CC BY 4.0.

在新一轮拍卖中提出更长期限的协议。对于面向国内市场的承购，政府支持的担保可以增强买方信用，例如南非电力拍卖中的相关安排。

- **缓释技术风险**，尤其是首台（套）项目的技术风险，可通过原始设备制造商（OEM）的性能保证和质保实现，也可以由保险公司提供技术性能保险予以支持，从而增强市场对设备性能的信心。相关案例包括 New Energy Risk 的解决方案以及 Munich Re 的 HySure。
- 通过固定价格的设计采购施工总承包（EPC）合同以及约定损害赔偿机制**缓释建设风险**，以限制成本超支和项目延期。这一点十分关键，因为 EPC 在项目总成本中占比较高。例如，Atome 在巴拉圭的 Villeta 项目与 Casale 签署了价值 4.65 亿美元的固定价格总价 EPC 合同，约占项目总成本的 70%。
- 对于面向国内市场的项目，需要**缓释外汇风险**，因为其收入通常以本币计价，而债务和设备成本往往以硬通货计价。因此，本币贬值可能推高债务融资成本。可采用的缓释方式包括硬通货计价或指数化承购协议（部分可再生能源电力拍卖已采用类似方式）、本币贷款，或 TCX 等机构提供的对冲工具。

对于仍然存在的风险，可以通过信用增级工具限制贷款机构在项目违约情况下的风险敞口，从而提高项目的可融资性。不过，尽管担保工具具有撬动私人融资的潜力，其目前仅占多边开发银行在新兴市场和发展中经济体（EMDEs）承诺规模的 4%，表明这类工具仍有较大的扩展空间，可以进一步吸引私人资本进入，包括支持氢能项目。

- **项目层面的信用增级**工具包括贷款担保、信用担保和首损机制。例如，非洲开发银行（AfDB）曾为摩洛哥 OCP 低碳化肥项目提供 4.7 亿美元的部分信用担保。
- **国家和政治风险保障**用于保护投资者免受征收、战争或国内动荡等非经济风险影响。相关工具包括政治风险保险，以及非洲开发银行和世界银行多边投资担保机构等机构提供的部分风险担保；后者于 2026 年 5 月宣布，目标是将其在非洲的担保发行规模扩大一倍。

硬通货是指被广泛接受且可在国际上交易的货币，例如美元或欧元。本地货币则指项目所在国的本国货币。由于非洲各国本地货币通胀率较高并伴随贬值，基础设施投资通常以硬通货计价。

IEA. CC BY 4.0.

附录

注释说明

与低排放氢相关术语

本报告中，低排放氢包括通过使用来自低排放能源（如可再生能源，例如太阳能、风能或核能）产生的电力进行水电解制取的氢气。此外，利用生物质或化石燃料采用碳捕集、利用与封存（CCUS）技术处理所生产的氢气，也计入低排放氢范畴。

来自化石燃料结合 CCUS 技术生产的氢气，仅在满足以下条件时才纳入统计：上游排放足够低、对生产过程中所有相关二氧化碳气进行高效率捕获，并且所有二氧化碳均被永久封存以防止其释放到大气中。同样的原则也适用于使用由低排放氢和可持续碳源（生物来源或直接从大气中捕获）制成的低排放原料和氢基燃料。

国际能源署不使用颜色来指代不同的氢气生产途径。然而，当提及某些政策公告、项目、法规或计划中相关机构使用颜色（例如“绿”氢）或“清洁”“低碳”等术语来定义某种氢气生产方式时，为便于本报告中对相关进展的说明，我们保留了这些分类。

碳捕集、利用与封存术语

本报告中，CCUS 既包括捕集后用于利用（CCU）的二氧化碳，也包括用于封存（CCS）的二氧化碳，也涵盖既被利用又被封存的二氧化碳，例如用于提高石油采收率或建筑材料生产，但部分或全部二氧化碳被永久封存的情况。当二氧化碳的使用最终导致其重新排放到大气中时，如尿素生产过程，则标注为 CCU。

氢能需求

本报告中的需求包括为特定用途而专门生产的氢气，例如纯氢（用于氨生产、炼油等应用）以及与含碳气体混合的氢气（如用于甲醇生产和钢铁制造等应用

IEA. CC BY 4.0.

的合成气）。不包括工业过程中产生的残余气体中所含的氢气（如焦炉和蒸汽裂解装置的废气），这些氢气用于发电和供热。此类氢气并非为特定用途而专门生产，而是因其在这些废气流中存在而被利用。此外，本报告不包含对玻璃制造、电子和金属加工等应用中少量氢气历史用量情况的估算。

氢能的传统与新兴应用

除了在炼油、化工、钢铁生产及其他特定领域已有的应用外，氢能还可广泛用于多种新兴用途。目前这些新领域的氢能应用尚未实现规模化，但在减少排放和提升能源安全方面的努力预计将推动氢能在部分新应用中的需求增长，尤其是在减排难度较大、其他低排放技术尚不可用或难以实施的行业。

仅跟踪氢气的总使用量不足以评估氢能应用的进展，尤其无法判断其是否正朝着实现氢能在清洁能源转型中发挥其作用所需的方向和速度发展。为了评估氢能在新场景中的应用情况，还需按具体用途追踪其使用情况。在国际能源署《全球氢能展望》的报告中，我们将氢能应用分为两类：

- 传统应用：包括炼油，作为生产氨、甲醇及其他化学品的原料，以及作为还原剂利用基于化石燃料的合成气生产直接还原铁（DRI）。此类应用还包括在电子、玻璃制造或金属加工中的应用，但这些不在本报告的统计范围之内。
- 潜在的新应用：例如作为还原剂用于纯氢直接还原铁（DRI），长距离运输，生产氢基燃料（如氨或合成烃）、生物燃料提质（例如油脂加氢处理）、工业高温加热、电能储存与发电，以及其他一些由于存在更高效、低排放的替代方案而预计氢气使用量将非常小的应用。

项目状态

在对已公布项目规划的分析中，考虑了四种潜在状态：

- 运营中：包括已开始生产氢气的项目，即使它们正处于产能爬坡阶段且尚未达到满产能力。
- 最终投资决策：包括已开工建设或已作出明确投资决定的项目。
- 可行性研究：包括正在进行预可行性研究、可行性研究或前端工程设计的项目。
- 早期阶段：包括处于开发初期的项目，例如仅宣布了利益相关方之间的合作协议，或仅发布了一般性的项目开发意向声明。

IEA. CC BY 4.0.

全球氢能展望中的情景

本《全球氢能展望》报告中的分析基于两种情景

- “既定政策情景”（STEPS）旨在反映全球能源行业基于当前能源相关政策指导下的发展趋势，包括已通过、已宣布或正处于前期规划阶段的政策——即使这些政策尚未被正式纳入法律或法规。后一类政策的例子包括旨在特定日期前实现一定发电资产组合的电力行业发展规划、交通行业的监管改革以及电器的能效目标。该情景并不假设政策目标会自动达成：对于每一项目标，均会结合市场条件、基础设施准备情况和资金约束进行前景评估。STEPS 假定有时限的政策将在现行规定期限结束后仍会延续，并保持类似的变化速度。但该情景并不假设诸如《巴黎协定》中所包含的愿景性目标能够实现。
- 2050 年净零排放情景（NZE 情景）是一种规范性情景，为能源行业规划了一条到 2050 年实现二氧化碳净零排放的全球路径，与将全球平均气温升幅控制在 1.5℃以内（概率为 50%）的长期目标保持一致。与以往版本不同，NZE 情景不再属于低过冲情景：它假设气温将在未来数十年内超过 1.5℃，但到 2100 年将回落至 1.5℃以下。这一调整反映了近年来持续较高的排放水平以及部分关键技术部署进展缓慢的现状。实现该路径不仅需要能源行业进行极为迅速的转型，还必须大规模部署二氧化碳去除技术，而这些技术目前在大规模应用方面仍未经证实。

预测与估算

2026 年《全球氢能展望》中的预测和估算基于各国政府、机构、企业及其他来源获取的截至 2025 年 12 月最新数据和信息所进行的研究与建模结果。

支付意愿

尽管政策框架和监管工具在创造对低碳及氢基解决方案的需求方面发挥着核心作用，但支付意愿（WtP）可作为重要的补充性需求侧信号。支付意愿反映了消费者、企业及其他市场参与者在超出最低监管要求之外，自愿为低排放产品和服务额外支付溢价的意愿程度。

在氢能部署的背景下，支付意愿有助于加快初期需求、支持先行者，并在一定程度上降低投资决策的风险，尤其是在面向终端消费者的行业。然而，证据表明，不同行业和地区之间的支付意愿差异较大，仅靠这一因素通常不足以完全弥补与传统替代方案之间的成本差距。因此，其作用应被理解为对政策、标准和公共

IEA. CC BY 4.0.

支持机制的补充，而非推动规模化发展的独立驱动因素。

下表列出了按行业和地区划分的支付意愿（WtP）部分示例，展示了自愿需求信号如何已经显现并与政策框架和市场动态相互作用。

全球

行业	
航空	麦肯锡对全球 5500 多名乘客进行的一项调查显示，40%的乘客表示愿意为碳中和机票多支付至少 2%的费用，但价格和航线连通性在预订决策中仍比可持续性更重要。在 2022 年进行的另一项涵盖 7000 多名参与者的调查中，90%的受访者愿意支付更多费用以减少飞行气候影响。
船运	麦肯锡对 250 家全球船运商和物流服务商的一项调查显示，超过七成的企业表示愿意为低碳排放的运输服务支付溢价。这一趋势与美国消费者中超过 65%积极寻求可持续产品、约 80%表示愿意为此支付更高价格的情况相吻合。
钢铁	根据麦肯锡对 100 多家材料采购商和供应商的调查，大多数钢铁买家已为低碳产品支付了绿色溢价，尽管这一溢价水平差异较大。展望 2030 年，受访者预计当前的绿色溢价水平不会显著上升，但认为此类溢价的支付仍将是市场的一项结构性特征。另一项调查显示，45%的受访者表示愿意为二氧化碳减排超过 25%的产品支付溢价，57%的人愿意为减排超过 50%的产品支付溢价；但也有 10%至 20%的受访者表示，其所在机构目前不愿为低排放钢铁和混凝土支付任何溢价。

IEA. CC BY 4.0.

北美

行业	
航空	在一项落基山研究所（RMI）基于 23 家公司（包括航空公司、物流服务商和企业客户）的调查显示，受访者表示相比 2.29 美元/gal 的化石参考价格，他们愿意为可持续航空燃料（SAF）支付溢价。然而，随着合同期限延长，支付意愿有所下降，表明买家不愿在当前价格水平下签订长期协议，可能预期随着市场成熟，SAF 成本将有所降低。
钢铁	在波士顿咨询公司（BCG）对全球 1750 名汽车消费者的调查中，57%的受访者表示，在购买下一辆乘用车时，“肯定会”或“可能”考虑零碳排放生产；88%的受访者表示愿意为环保支付至少小幅绿色溢价（≥0.4%）。在美国，约 47%的汽车消费者表示愿意支付最高 3%的绿色溢价。 在由 Industrious Labs 委托开展的一项针对 1251 名美国司机的调查中，81%的受访者表示支持汽车制造商转向使用清洁钢材，同时 62%的人表示愿意为每辆车多支付最高 500 美元。此外，76%的受访者支持联邦或州政府出台政策以推动这一转型。

欧盟

行业	
钢铁	据瑞典低碳钢铁生产商 Stegra 的行业声明称，客户已为低碳钢自愿支付了溢价，近期合同显示的溢价约为 35%，而此前协议中的溢价约为 25%。
精炼	根据欧盟创新基金氢能拍卖的数据，工业承购方对可再生氢气的出价水平最高，加权平均价格为 6.95 欧元/kg。

中国和日本

行业	
钢铁	在波士顿咨询公司（BCG）对全球汽车消费者的调查中，各国消费者考虑净零排放生产的可能性差异显著，中国受访者达到 90%（最高），日本为 39%（最低）。此外，中国消费者愿意为低排放汽车支付的溢价也更高，约 47%的购车者表示愿意多支付高达 9%的价格。同时，在“关注环保”的消费者群体中，中国和日本各有约 50%的人表示愿意多支付约 9%的费用（分别相当于约 4100 欧元和 4500 欧元）。

IEA. CC BY 4.0.

货币转换

本报告中，项目和计划的金额均以公告中注明的货币单位列示。为便于比较，许多情况下这些金额已换算为美元。所使用的汇率基于世界银行公布的汇率数据，取自各公告年份的平均值。对于 2026 年的金额，平均汇率则依据国际货币基金组织的数据确定。

财务数据和企业投资组合

在第 6 章以及第 1 章中与地质氢相关的问题部分，展示财务表现的图表基于不同的公司组合：

- 氢能：国际能源署（IEA）的全球氢能技术投资组合包含 61 家上市公司，其市值主要由低排放氢的发展前景驱动。所含公司的股票代码为：ADNH US、HPOW LN、ACH NO、AMMPF US、BLDP CN、AQUNU US、BE US、CASAL SW、CI SS、CWR LN、CPH2 LN、336260 KS、H2O GY、FHYD CN、NHHH CV、FCEL US、HTOO US、GNCL IT、GHY AU、GREENH DC、ALHAF FP、HZR AU、HDF FP、ALHRS FP、HYPRO NO、HYON NO、HYZN US、IMPC SS、332142Z LN、ITM LN、LHYFE FP、MPHYF PQ、NEL NO、NXH CN、NCH2 GY、PLUG US、PCELL SS、PHE LN、PPS LN、0051720D US、PV1 AU、F3C GY、288620 KS、702 HK、SPN AU、HYSR US、TECO NO、VDNT US、VIHD US、CAVEN NO、H2A GR、CH CN、HDRO CN、2582 HK、2570 HK、HYT AU、ATOM LN、0001A0 KS、P1E AU、HYDR BU、AFC LN。其中 57 家公司已披露数据并纳入本报告。

- 天然氢：基于 NatH2 指数；本报告包含 9 家上市公司：HDRO US、HYDR US、HJEN US、HGEN LN、HTWO IM、HDRO LN、ANRJGBX EZ、BNEHETC LX、HYDE SW、HYDR TO、HYDR CN。其中部分公司也包含在氢能投资组合中。

- 上游油气：核心业务涉及油气资源勘探的大型上市公司。共有 37 家公司，其股票代码分别为：COP US、CNQ CN、EOG US、NVTK RM、DVN US、1605 JP、AKRBP NO、HES US、APA US、EXE US、PTTEP TB、FANG US、VAR NO、STO AU、AR US、CTRA US、HBR LN、EQT US、SLAV RU、TOU CN、MEG CN、CHRD US、RRC US、MUR US、CIVI US、VRN CN、MFGS RM、CRC US、SM US、1662 JP、PR US、MTDR US、

IEA. CC BY 4.0.

ARX CN、RDGZ KZ、WCP CN、CRGY US、MEDC IJ。

- 氢能 ETF：主要受低排放氢发展前景驱动的交易所交易基金，此处列出 11 只：HDRO US、HYDR US、HJEN US、HGEN LN、HTWO IM、HDRO LN、ANRJGBX EZ、BNEHETC LX、HYDE SW、HYDR TO、HYDR CN。

信息来源

当 Argus Media 被列为国际能源署（IEA）发布数据或信息的来源时，Argus 对数据的准确性、充分性、及时性或完整性，以及 IEA 对该数据的呈现方式，或其适用于任何特定用途的适配性，不作任何明示或暗示的保证。对于任何一方因依赖或使用此类数据而造成的损失或损害，Argus 概不负责，并在法律允许的最大范围内，免除与数据使用相关的全部责任。本报告中表达的观点或意见并不代表 Argus Media 的认可，也不一定反映 Argus Media 的观点或立场。

缩写和首字母缩略词

AaaS	拍卖即服务 (Auctions-as-a-Service)
ACES	先进清洁储能 (Advanced Clean Energy Storage)
AEM	阴离子交换膜 (anion exchange membrane)
AfDB	非洲开发银行 (African Development Bank)
AFIR	替代燃料基础设施法规 (Alternative Fuel Infrastructure Regulation)
AI	人工智能 (artificial intelligence)
ALK	碱性 (alkaline)
ASEAN	东盟 (Association of Southeast Asian Nations)
ASME	美国机械工程师学会 (American Society of Mechanical Engineers)
ATR	自热重整器 (autothermal reformer)
AUD	澳元 (Australian dollar)
BF	高炉 (blast furnace)
BOF	碱性氧气炼钢炉 (basic oxygen furnace)
BoP	辅机系统 (balance of plant)
BRL	巴西雷亚尔 (Brazilian reals)
CAPEX	资本支出 (capital expenditure)
CBAM	碳边境调节机制 (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCfD	碳差价合约 (carbon contract for difference)
CCGT	联合循环燃气轮机 (combined cycle gas turbine)
CCS	碳捕集与封存 (carbon capture and storage)
CCUS	碳捕集、利用与封存 (carbon capture, utilisation and storage)

IEA. CC BY 4.0.

CDR	二氧化碳去除 (carbon dioxide removal)
CEF	欧洲互联设施 (Connecting Europe Facility)
CfD	差价合约 (Contract[s]) for difference)
CHPS	清洁氢能组合标准 (Clean Hydrogen Portfolio Standard)
CH_4	甲烷 (methane)
CISS	手性诱导自旋选择性 (chirality-induced spin selectivity)
CNY	人民币 (Yuan renminbi)
COP	缔约方会议 (Conference of the Parties)
CO_2	二氧化碳 (carbon dioxide)
CSP	聚光太阳能热发电 (concentrated solar power)
DAC	直接空气捕集 (direct air capture)
DAP	磷酸氢二胺 (di-ammonium phosphate)
DEVEX	开发支出 (development expenditure)
DFI	开发性金融机构 (development finance institution)
DKK	丹麦克朗 (Danish kroner)
DLE	干式低排放 (dry low-emissions)
DME	二甲醚 (dimethyl ether)
DOE	美国能源部 (Department of Energy (United States)
DRI	直接还原铁 (direct reduced iron)
EAF	电弧炉 (electric arc furnace)
EAX	东亚液化天然气价格评估 (East Asia LNG price assessment)
ECOWAS	西非国家经济共同体 (Economic Community of West African States)
EFTA	欧洲自由贸易联盟 (European Free Trade Association)
EHB	欧洲氢能银行 (European Hydrogen Bank)
EIB	欧洲投资银行 (European Investment Bank)
EMDEs	新兴市场与发展中经济体 (emerging markets and developing economies)
EPC	设计采购施工总承包 (engineering, procurement and construction)
e-SAF	电制可持续航空燃料 (hydrogen-based synthetic fuels)
ETF	交易所交易基金 (exchange-traded funds)
ETS	排污权交易制度 (Emissions Trading System)
EU	欧盟 (European Union)
EUR	欧元 (Euro)
EV	电动汽车 (electric vehicle)
FC	燃料电池 (fuel cell)
FCEV	燃料电池电动汽车 (fuel cell electric vehicles)
FEED	前端工程设计 (front-end engineering design)
FID	最终投资决策 (final investment decision)
FT	费托合成 (Fischer–Tropsch)

IEA. CC BY 4.0.

GBP	英镑 (British pound)
GEF	全球环境基金 (Global Environment Facility)
GHG	温室气体 (greenhouse gas)
GHR	全球氢能展望 (Global Hydrogen Review)
GIZ	德国国际合作机构 (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit [German International Cooperation])
GVA	增加值 (gross value added)
GVW	汽车总质量 (gross vehicle weight)
HAR	英国氢能分配轮次 (Hydrogen Allocation Round [United Kingdom])
HBI	热压铁 (hot briquetted iron)
HD	重型 (heavy-duty)
HEFA	加氢处理的脂类和脂肪酸 (hydroprocessed esters and fatty acids)
HHI	赫芬达尔-赫希曼指数 (Herfindahl–Hirschman Index)
HRS	加氢站 (hydrogen refuelling station[s])
HS	协调制度 (Harmonized System)
HVDC	高压直流输电 (high-voltage direct current)
HVO	氢化植物油 (hydrotreated vegetable oils)
H_2	氢 (hydrogen)
H_2S	硫化氢 (hydrogen sulphide)
IAA	工业加速器法案 (Industrial Accelerator Act)
ICSS	整体煤气化联合循环 (integrated gasification combined cycle)
IDB	美洲开发银行 (Inter-American Development Bank)
IFC	国际金融公司 (International Finance Corporation)
IMO	国际海事组织 (International Maritime Organization)
INR	印度卢比 (Indian rupee)
IPCC	联合国政府间气候变化专门委员会 (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IPCEI	重要欧洲共同利益项目 (Important Projects of Common European Interest)
Ir	铱 (iridium)
ISCC	国际可持续和碳认证 (International Sustainability and Carbon Certification)
ISO	国际标准化组织 (International Organization for Standardization)
KHI	川崎重工业株式会社 (Kawasaki Heavy Industries)
LCOE	平准化电力成本 (levelised cost of electricity)
LCOH	平准化制氢成本 (levelised cost of hydrogen)
LCOP	平准化生产成本 (levelised cost of production)
LH_2	液氢 (liquefied hydrogen)

IEA. CC BY 4.0.

LNG	液化天然气 (liquefied natural gas)
LOHC	液态有机氢载体 (liquid organic hydrogen carrier)
LPG	液化石油气 (liquefied petroleum gas)
LTDA	长期脱碳容量拍卖 (Long-Term Decarbonized Capacity Auction)
MAP	磷酸二氢铵 (mono-ammonium phosphate)
MD	中型 (medium-duty)
MeOH	甲醇 (methanol)
METI	日本经济产业省 (Ministry of Economy, Trade and Industry [Japan])
MoU	谅解备忘录 (Memorandum of Understanding)
NECP	国家能源与气候计划 (National Energy and Climate Plan)
NG	天然气 (natural gas)
NH_3	氨 (ammonia)
NO_x	氮氧化物 (nitrogen oxides)
OEM	原始设备制造商 (original equipment manufacturer)
OPEX	运营支出 (operating expenditure)
PEM	质子交换膜 (proton exchange membrane)
PtX	电制 X (power-to-X)
PV	光伏 (photovoltaic)
RED	欧洲可再生能源指令 (Renewable Energy Directive [European Union])
RFNBO	非生物来源可再生燃料 (renewable fuels of non-biological origin)
R&D	研究和开发 (research and development)
SAF	可持续航空燃料 (sustainable aviation fuel)
SECI	印度太阳能公司 (Solar Energy Corporation of India)
SEFA	非洲可持续能源基金 (Sustainable Energy Fund for Africa)
SMR	蒸汽甲烷重整 (steam methane reforming)
SOEC	固体氧化物电解池 (solid oxide electrolysis cell)
SSA	撒哈拉以南非洲 (sub-Saharan Africa)
STEPS	既定政策情景 (Stated Policies Scenario)
STIP	可持续交通投资计划 (Sustainable Transport Investment Plan)
SUV	运动型多用途汽车 (sports utility vehicle)
TRL	技术成熟度 (technology readiness levels)
TSO	输电系统运营商 (transmission system operator)
TTF	荷兰所有权转让中心 (Title Transfer Facility)
UNFCCC	联合国气候变化框架公约 (United Nations Framework Convention on Climate Change)
UNIDO	联合国工业发展组织 (United Nations Industrial Development Organization)
USD	美元 (United States dollars)

IEA. CC BY 4.0.

VC	风险投资 (Venture capital)
VRE	可变可再生能源电力 (variable renewable electricity)
WACC	加权平均资本成本 (weighted average cost of capital)
WLE	湿式低排放 (wet low-emissions)
WtP	支付意愿 (willingness to pay)

单位

A	安培 (ampere)
bar	巴 (bar)
bbl	桶 (barrel)
bcm	十亿立方米 (billion cubic metres)
boe	桶油当量 (barrel of oil equivalent)
°C	摄氏度 (degrees Celsius)
cm	厘米 (centimetre)
DWT	载重吨位 (deadweight tonnage)
EJ	艾焦 (exajoule)
g	克 (gramme[s])
gal	加仑 (gallon)
GJ	吉焦 (gigajoule)
Gt	十亿吨 (gigatonne)
GW	GW (gigawatt[s])
GWh	GW 时 (gigawatt hour)
GWP	全球变暖潜值 (Global Warming Potential)
GW/yr	GW/年 (gigawatts per year)
ha	公顷 (hectare)
inch	英寸 (inch)
kbpd	千桶/日 (thousand barrels per day)
kg	千克 (kilogramme)
kg/d	千克/日 (kilogrammes per day)
km	千米 (kilometre)
km/h	千米/时 (kilometres per hour)
knots	节 (knots)
kt	千吨 (kilotonne)
ktpa	千吨每年 (kilotonnes per annum)
kW	千瓦 (kilowatt)
kWh	千瓦时 (kilowatt-hour)
m	米 (metre[s])

IEA. CC BY 4.0.

m^3	立方米 (cubic metre[s])
mbpd	百万桶/日 (million barrels per day)
MBtu	百万英热单位 (Million British thermal units)
MJ	兆焦 (megajoule)
Mt	百万吨 (Million tonnes)
Mtpa	百万吨每年 (Million tonnes per annum)
MW	兆瓦 (megawatt)
MWh	兆瓦时 (megawatt hour)
Nm^3	标准立方米 (Normal cubic metre)
PJ	拍焦 (petajoule)
t	吨 (tonne[s])
tpa	吨每年 (tonnes per annum)
tpd	吨每天 (tonnes per day)
TW	太瓦 (terawatt)
TWh	太瓦时 (terawatt hour)

IEA. CC BY 4.0.

International Energy Agency (IEA)

Chinese translation of *Global Hydrogen Review 2026*
此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual Member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.



Subject to the IEA's Notice for CC-licenced Content, this work is licenced under a Creative Commons Attribution 4.0 International Licence.

This document, as well as any data and map included herein, are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.
Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

IEA Publications International Energy Agency Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/contact

Typeset in France by IEA - Original version: June 2026; Translated version: November 2026
Cover design: IEA
Photo credits: © Shutterstock

