



2024

全球氢能产业展望报告

Global Hydrogen Energy Industry
Outlook Report

中咨公司氢能产业发展咨询中心 | 能景研究 EnerScen

《2024 全球氢能产业展望报告》

编写委员会

主任：窦皓

副主任：陈梅涛 朴爱华

主编：陈梅涛 王凡 田泽普

编写组成员：孟云龙 李丹丹 徐伟 张继龙 王金成

王一鸣 刘秉谦 刘郢 杨帆 吕文贺

王明会 侯淋 肖莎

目录 contents

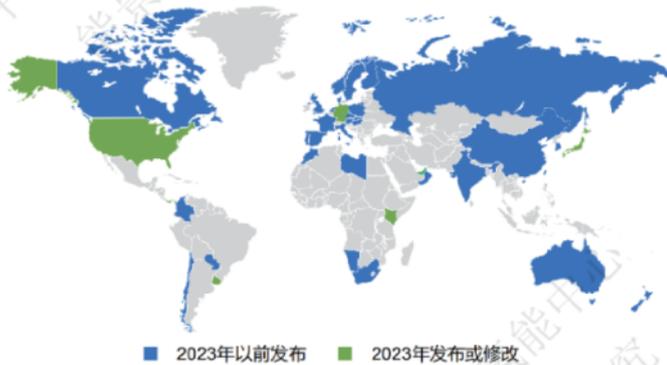
| | |
|---------------------------------|-----------|
| 第一章 全球氢能产业发展概况 | 1 |
| (一) 氢能政策导向 | 1 |
| (二) 氢能产业规模及分布 | 3 |
| (三) 重点地区和国家发展概况 | 7 |
| 第二章 中国氢能政策概况 | 13 |
| (一) 国家政策 | 13 |
| (二) 区域政策 | 16 |
| (三) 创新性政策 | 18 |
| 第三章 中国氢能产业规模进展及趋势 | 20 |
| (一) 电解水制氢 | 20 |
| (二) 氢能交通应用及基础设施 | 23 |
| (三) 化工应用 | 27 |
| (四) 发电储能等应用 | 29 |
| 第四章 中国氢能产业链发展特点 | 30 |
| (一) 制氢电解槽装备 | 30 |
| (二) 储运加核心设备 | 36 |
| (三) 燃料电池系统 | 39 |
| (四) 燃料电池汽车 | 43 |
| (五) 氢基燃料 | 45 |
| 第五章 氢能行业投融资动态 | 50 |
| 第六章 2024 年氢能产业趋势研判 | 53 |
| 附件 | 58 |

第一章 全球氢能产业发展概况

(一) 氢能政策导向

2023 年全球氢能政策更加落地。全球多地减碳目标逐渐明晰，氢能的减碳定位更加凸显；各国氢能政策在规划、补贴、标准等各方面提出了更明确的目标和更具实施性的发展路径。这些为氢能产业的商业化、规模化发展奠定了全球政策基础与发展动力。

图 1：至 2023 年 12 月底全球已发布国家级氢能战略的国家



来源：各国政府网站，中咨氢能中心、能景研究整理

全球国家级氢能规划继续增多，氢能国际贸易成为新的亮点。2023 年，根据已有信息统计，14 个国家首次推出国家氢能战略，另有美国、日本、德国更新了其氢能战略，绿氢或清洁氢产能及利用目标上调。其中，以德国、日本为首的发达国家基于未来氢能需求预测与自身能源禀赋情况，明确制定了氢能进口目标。同时，一方面受到德、日及欧盟等国的氢能进口目标激励，另一方面也受到国际跨国能源集团及国际合作的推动，南美、中东、非洲等国开始将氢能国际出口定为氢能发展目标。

适用于氢能各领域的标准体系逐渐形成，畅通国际氢基能源贸易渠道。一方面，欧盟基于其对氢能发展潜力的最新评估，在其新能源顶层法规《可再生能源指令》中新增了绿氢评价标准、氢基能源评价标准；另一方面，国际绿氢组织也在其绿氢标

准《GHS 2.0》中新增了绿色甲醇及绿氨的相关标准。这 2 份标准是国际第一次对绿氢、氢基能源制定的系统化的权威标准，为后续中国、美国等各国的绿氢认证及与欧盟的氢基能源贸易打下了标准基础，也是当前中国甲醇燃料等各领域协会制定标准的重要参考依据。

表 1：国际上主要发布的关于氢能及氢基能源类型认证的碳排放标准

| 地区 | 发布机构 | 发布时间 | 出处 | 氢及氢基能源划分及碳排放标准 | 范围 |
|----|--------------|--------|------------------|--|-------|
| 欧洲 | 欧盟委员会 | 2023 年 | 可再生能源指令 (RED II) | 可再生氢 (非生物来源) : $\leq 3.4 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$; 绿色氢基合成燃料: $\leq 28.2 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$; | 原料到运输 |
| 美国 | 美国能源部 | 2023 年 | 清洁氢标准指南 | 清洁氢: $\leq 4 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ | 原料到运输 |
| 瑞士 | 国际绿氢组织 | 2023 年 | 绿氢标准 2.0 | 绿氢: $\leq 1 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$; 绿氨: $\leq 0.3 \text{ kgCO}_2/\text{kg 氨}$; 绿色甲醇: $\leq 0.3 \text{ kgCO}_2/\text{kg 甲醇}$; 合成甲烷: $\leq 0.85 \text{ kgCO}_2/\text{kg 甲烷}$ | 原料到生产 |
| 英国 | 英国能源安全和零排放部门 | 2022 年 | 低碳氢标准 (第二版) | 低碳氢: $\leq 2.4 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$; | 原料到生产 |
| 日本 | 日本经济省 | 2023 年 | 氢能基本战略 (修订版) | 低碳氢: $\leq 3.4 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$; 低碳氨: $\leq 0.84 \text{ kgCO}_2/\text{kg 氨}$ | 原料到生产 |
| 印度 | 印度新能源和可再生能源部 | 2023 年 | 国家绿色氢任务 | 绿氢: $\leq 2 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ | 原料到生产 |

注：“原料到生产”涵盖从原料生产到氢气生产的过程，“原料到运输”涵盖从原料生产到氢气运输到终端客户的过程；各环节中，不同标准纳入的碳排放考核因素存有差异。

全球氢能补贴体系开始向氢能上游供应链倾斜，绿氢增长推动力进一步加码。

2023 年，全球多国提出了有关清洁氢或绿氢生产的补贴方案，补贴额度、门槛等逐渐明确。其中，美国《通胀削减法案》(IRA) 中清洁氢气生产税收抵免方案初次公布，根据制氢生命周期排放量分级给予补贴；韩国政府正计划推出与美国类似的“清洁氢认证 + 税收抵免”补贴方案。此外，欧盟以及澳大利亚、西班牙等国分别提出了价值数十亿人民币的制氢项目补贴。随着海外各国对绿氢项目补贴的密集到位，海外绿氢项目或将迎来集中落地开工阶段，同时海外制氢装备、储运市场将迎来大幅度增长。

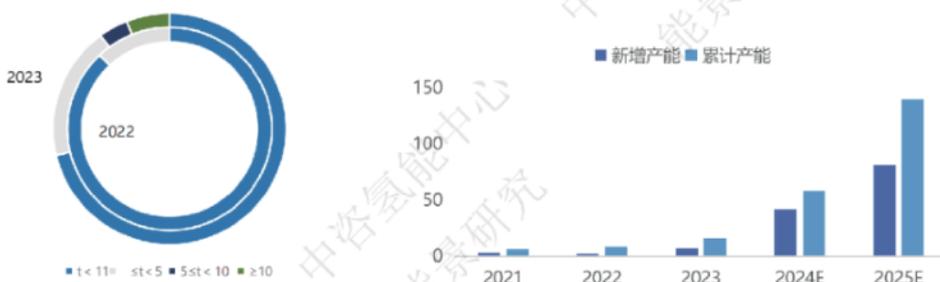
2023 年国际航运领域减碳政策带动了绿色氢基能源的明确需求。2023 年 7 月，国际海事组织升级航运业减碳目标：全球到 2040 年比 2008 年碳排放至少降低 70%，并正式开始开展船舶碳排放强度评级。进入 2024 年，欧盟也将正式开始对欧盟境内停泊的船舶征收碳税。据此，大规模近零排氢基能源（绿色甲醇与绿氨）替代传统燃料成为最具潜力的实现路径。多重因素驱动下，国际各大航运龙头开始订造甲醇及氨燃料船舶，2023 年新订造船舶中甲醇船舶吨位占比达到 13%、首艘氨燃料船舶下单，这为国际绿氢及氢基能源的消纳带来了明确需求。

（二）氢能产业规模及分布

2023 年全球电解水制氢项目开始向大型化、万吨级发展。2023 年 1 月至 12 月全球新增建成的电解水制氢项目中，千吨级以上氢气产能的项目数量占比显著增大，由上一年度同期的仅约 12% 提升到了 29%。其中，2023 年全球至少 3 项达到了万吨级氢气产能，其中规模最大的是中国中石化新疆库车绿氢项目，氢气产能约 2 万吨/年，电解槽装机 260MW。另有 1 万吨/年氢气产能项目两项，分别为中国的三峡集团内蒙古纳日松光伏制氢项目，电解槽装机 75MW；巴西最大氮肥企业 Unigel 位于卡马萨里的一期绿氨项目（标称产能 1 万吨/年），电解槽装机 60MW。

图 2：2022 年或 2023 年不同产能（千吨/年）区间内全球新增建成电解水制氢项目数量占比情况

图 3：2021 年 - 2025 年全球电解水制氢新增氢气产能（万吨/年）及累计氢气产能（万吨/年）



来源：中咨氢能中心，能景研究

注：t 代表 2022 年或 2023 年新增建成项目产能。结合国内外项目统计及发展趋势进行预测。

2023 年全球电解水制氢项目建设的主要推动者为各国各领域龙头企业、地方政府。其中，各国能源、化工及交通领域的龙头企业是直接推动方，主要基于自身传统业务的绿色转型展开。如中国中石化新疆库车绿氢项目，制取绿氢用于中石化旗下的塔河炼化替代传统天然气制氢；国际航运龙头马士基推动的丹麦 Aabenraa 港口绿氢制甲醇项目，为马士基旗下的甲醇船舶提供零碳甲醇燃料。其次，各国的财政支持也是电解水制氢项目推进的重要因素，最典型的如瑞典钢铁龙头企业 Ovako 建成的绿氢替代传统燃料冶金项目，绿氢产能约 3 千吨 / 年，其中瑞典能源署提供了 30% 以上的建设资金。

2023 年全球电解水制氢产能进入快速增长期

2023 年 1 月至 12 月，全球（含中国）新建成电解水制氢产能约 7.3 万吨 / 年，同比增长约 204%；到 2023 年 12 月底，全球（含中国）电解水制氢累计产能约 16.7 万吨 / 年。

预计 2024 年、2025 年全球电解水制氢产能将继续成倍增长。一方面，海外有较多大型规划绿氢项目储备，全球经过投资决议的万吨级电解水制氢项目已有近 50 项；另一方面，全球尤其欧洲各国对绿氢生产的补贴资金逐渐到位，叠加航运、化工等领域对零碳燃料与零碳原料的需求增长，或会推动 2024 年多项万吨级项目落地开工。结合各国项目规划、补贴进展、碳市场等多方面预测，乐观情境下，到 2025 年底全球（含中国）绿氢累计产能或将增长至约 140 万吨 / 年，到 2030 年底全球（含中国）绿氢累计产能或将增长至约 1600 万吨 / 年。

2023 年全球电解槽新增装机总规模开始达到吉瓦级。2023 年 1 月至 12 月，全球（含中国）制氢电解槽新增装机约 653MW，同比增长达到约 176%。到 2024 年与 2025 年，随着全球各国电解水制氢产能建设加速，全球电解槽新增装机或将继续保持成倍增长，分别达到约 2.9GW 与 6GW。**2025 年至 2030 年，综合考虑离网制氢、电解槽技术进步、成本下降等因素，全球电解槽新增装机或可累计超过 150GW。**

图 4: 2021-2025 年全球制氢电解槽新增装机量 (MW)

图 5: 2022-2025 年全球制氢电解槽新增装机规模地区分布



来源: 公开资料, 中咨氢能中心, 能景研究

注: 1. 其他地区包括非洲、大洋洲等; 2. 结合国内外项目统计及发展趋势进行预测; 其中, 项目统计时, 部分项目根据产能及电力来源等条件推算。

2023 年全球电解槽新增装机主要集中在亚洲, 2025 年在欧美地区的新增装机占比或将大幅提高。其中, 2023 年在欧美地区头部企业等待政府财政补贴、项目开工较少的背景下, 亚洲地区以中国中石化新疆库车绿氢示范项目、三峡集团纳日松光伏制氢项目等大型项目为支撑, 在全球新增装机占比中达到约 62%。2024 年—2025 年, 亚洲及中东地区在更多能源化工龙头企业如中国能建以及中东企业沙特 ACWA Power 等布局下, 电解槽新增装机将继续大幅增长; 而欧洲、北美、澳大利亚等在补贴开始到位的推动下, 预计或有 2GW 以上项目密集开工, 在全球新增装机占比中或将提高到 40% 以上。

2023 年加氢站建设速度放缓

2023 年 1 月至 12 月, 全球 (中国、日韩、美国、欧洲等主要市场, 下同) 加氢站新增约 101 座, 同比下降约 50%; 截至 2023 年 12 月底, 全球加氢站数量约达 998 座。若不含中国部分, 海外 (日韩、美国、欧洲) 加氢站新增仅约 30 座, 同比下降约 68.5%; 截至 2023 年 12 月底, 海外加氢站数量约达 577 座。

中国是 2023 年全球加氢站增长最多的国家。2023 年 1 月至 12 月中国新增加氢站约 71 座, 占到全球新增加氢站的约 70%。其中约 5 成以上由中石化、中石油等油气公司及化工企业主导建成。

日韩等地也为加氢站增长的主要贡献者。日本加氢站增量仅次于中国。2023年1月至12月，日本新增加氢站约10座。日本新增的加氢站主要由日本丰田汽车等氢能龙头企业主导，同时部分由液化空气等国际气体公司推动。日本新增加氢站主要分布在从东京、神户等沿海都市圈及其轴线上。韩国加氢站全球增量排第三。2023年1月至12月，韩国新增加氢站约8座。韩国新增加氢站由韩国政府以及韩国SK能源、韩国天然气会社等能源龙头联合推动，以建立供氢网络计划为框架，主要分布在仁川、首尔等都市圈。

欧洲及美国加氢站缓慢增加。2023年1月至12月，欧洲新增了约7座加氢站，美国新增了约5座加氢站。欧美地区新增的加氢站主要由液化空气等气体公司、以及道达尔等油气能源公司建设，另外部分属于机场、仓库等客户端。从分布来看，欧洲新增加氢站聚集在德国、法国，美国则主要集中在加州。

图 6: 2020-2023 年全球加氢站数量 (座)

图 7: 2020-2023 年全球燃料电池汽车销量 (辆)



来源: 美国能源部、Clean Hydrogen Partnership、次世代自动车振兴中心 (NEV)、韩国天然气公社、中咨氢能中心、能量研究、H2FCP、CHP、中国汽车工业协会

注: 本图中欧洲各国包括欧盟 27 成员国以及英国、瑞士、挪威、冰岛、列支敦士登等欧盟之外国家。

中国燃料电池汽车销量仍保持领先

2023年海外各国燃料电池汽车销量相对低迷。2023年1月至12月，全球（中国、日韩、美国、欧洲等主要市场，下同）燃料电池汽车销量约1.46万辆，同比下降约21.1%；若不含中国部分，海外燃料电池汽车（日韩、美国、欧洲）销量约8820辆，同比下降约41.9%。

从车型来看，2023 年海外各国仍以乘用车为主。在日本、韩国、美国、以及欧洲等海外主要燃料电池汽车市场中，2023 年燃料电池乘用车车型销量占到总销量的 95.4%。其余车型中，客车车型销量较大，约占总销量的约 3.5%，货车车型约占总销量的约 1.1%。

中国成为 2023 年全球燃料电池汽车销量最高的市场。2023 年中国燃料电池汽车销量占到全球销量的约 39.7%。同时，中国是 2023 年全球主要市场中唯一实现销量大幅增长的市场，2023 年 1 月至 12 月销量同比增长约 72.4%。**韩国、美国分别是 2023 年全球燃料电池汽车销量第二、第三大的市场。**2023 年韩国、美国燃料电池汽车销量分别占到全球销量的约 31.7% 与 20.5%。其中，韩国燃料电池汽车销量出现了大幅下降，同比下降约 49.9%；美国销量略有增长，同比增长约 10.5%。**日本、欧洲燃料电池 2023 年汽车销量分别占到全球销量的约 2.9% 与 5.3%。**日欧市场的销量均发生了下降，其中日本燃料电池汽车销量同比下降约 49.9%，欧洲下降约 39.5%。

氢基燃料船舶开始进入应用阶段

2023 年甲醇船舶已成为国际航运领域主流替代燃料船舶路线之一。根据国际海工领域机构克拉克森的数据，2023 年 1 月至 12 月，全球共下单甲醇燃料船 130 艘，同比增长 202.3%。从 2023 年订单占比来看，在全部燃料船型的新增订单中，甲醇船舶约占 13%（按船舶吨位）；在替代燃料船型的新增订单中，甲醇船舶约占 28%（按船舶吨位），仅次于 LNG 燃料船（56%）。

2023 年国际氨燃料船舶开始进入订造阶段。中国以及日、韩的多家船舶企业，如中国船舶、日本造船等均在布局氨燃料船舶技术，在氨燃料供应、氨内燃机等方面的技术基本打通。2023 年比利时海事集团向中船集团旗下北海造船订造了 8 艘氨燃料动力 21 万吨散货船，为全球大型氨燃料动力船舶领域首个订单，计划于 2025 年起陆续交付。

(三) 重点地区和国家发展概况

欧洲：明确氢基能源标准及发展目标，协助多领域绿色转型

2023 年，欧洲提出多领域绿氢替代目标，对欧洲绿氢市场需求形成有力支撑。一是在交通领域推进加氢站建设，提出航空燃油领域氢能替代目标。7 月欧盟理事会

批准发布《替代燃料基础设施条例》，要求欧盟成员国到 2030 年底，在规划的跨欧洲运输网络 (TEN-T) 的核心路线沿线每 200 公里建立一座 1000kg/d 公共加氢站。10 月欧盟理事会通过《ReFuel EU 航空法规》，提出到 2030 年所有航空燃料中 1.2% 是来自绿氢的合成燃料。**二是全球首次提出了工业领域的绿氢替代目标。**10 月欧盟理事会通过《可再生能源指令 (RED) 》最新修订法案中指出，到 2030 年工业用氢气中 42% 应来自非生物来源可再生燃料 (RFNBOs)，到 2035 年比例提升至 60%。

欧盟及各成员国着力完善绿氢标准等政策体系保障，为绿氢规模化发展打下政策基础。2023 年 2 月 13 日，欧盟《可再生能源指令》(RED II) 修订案正式发布，其中提出了详细的规则来定义欧盟可再生氢的构成。授权法案规定了三种可以被计入可再生能源的氢气，包括：1. 直接由可再生能源发电所产生的氢气；2. 在可再生能源比例超过 90% 的地区采用电网供电所产生的氢气；3. 在低二氧化碳排放限制的地区签订可再生能源电力购买协议后采用电网供电来生产氢气。

欧盟及各成员国开始密集推出上游制氢及制氢装备补贴与投资。一是推进绿氢生产创新补贴机制——欧洲氢能银行计划。2023 年 3 月欧盟委员会发布“欧洲氢能银行计划”，专项预算约合人民币 58 亿元，计划以拍卖的形式，围绕“选定试点项目”进行最高 4.5 欧元/kg 的制氢补贴，最高可运作 10 年。随后 9 月公布试点拍卖的条款和条件，11 月启动了首批价值 22 亿欧元的氢拍卖。**二是各成员国政府同步推出绿氢及电解槽补贴政策。**2023 年，法国推出了 40 亿欧元的“差价补贴合同”方案，以弥补清洁氢和灰氢之间的成本差距，计划 2024 年启动招标，且差额补贴市场达到 15 年。意大利基础设施和交通部将从“疫情后国家恢复计划中”拨款 3 亿欧元，用于在全国六个地区购买氢能列车和建设绿氢生产、存储和列车加氢设施。

表 2：2023 年欧洲地区新发布氢能补贴政策

图 8：美国 7 大“清洁能源中心”分布图

| 地区 | 补贴金额 | 补贴政策 | 补贴内容 |
|-----|---------|--------------------|--------------------------------|
| 欧盟 | 8 亿欧元 | 欧洲氢银行 | “欧洲氢能银行计划”，最高 4.5 欧元/kg 的制氢补贴。 |
| | 36 亿欧元 | 《欧洲绿色协议》 | 投资 41 个低碳技术项目，用于绿氢、甲醇和氨等生产。 |
| 法国 | 40 亿欧元 | 《国家氢能战略》更新草案 | 以“差额补贴”形式，补贴绿氢与灰氢之间的差价。 |
| | 7 亿欧元 | 绿色产业法案 | 推进 150MW 电解槽装机。《法国国家无碳氢能发展战略》 |
| 意大利 | 9.5 亿欧元 | 国家援助政策 | 补贴电解槽生产、绿氢生产、加氢站、氢能列车等。 |
| 德国 | 9.5 亿欧元 | 欧洲共同利益重要项目 (IPCEI) | 投资 Sunfire 电解槽生产项目。 |
| 西班牙 | 1.5 亿欧元 | H2 Pioneers 计划 | 支持 12 个绿氢项目的建设，涉及甲醇、氨等生产。 |

来源：海外国家政府官方网站，美国能源部，中咨氢能中心、能景研究整理

注：地图以官方地图为主



美国：将氢能作为绿色产业一环，加大补贴力度

2023 年，美国首次发布了全国性的氢能产业发展政策。2023 年 6 月，美国能源部发布了国家氢能战略《国家清洁氢能战略和路线图》，指出到 2030 年美国清洁氢产量将从政策发布时的近零增至 1000 万吨/年，且清洁氢的应用将侧重于化工、重卡等其他脱碳替代方案有限的领域。2023 年 10 月，美国能源部宣布投资 70 亿美元，以项目投资的形式，在全美建设 7 个“清洁氢能中心”，投资项目主要包括可再生能源制绿氢、天然气制蓝氢等及核电制氢等。

继续保持对氢能领域前沿技术突破的关注。一方面，美国能源部负责统筹美国氢能技术的发展方向及资金支持，涵盖低成本清洁氢制取、地质氢开发、车载液氢、燃料电池船舶等多种前沿技术方向。2023 年，美国能源部相继提出了为期 10 年共 5900 万美元的氢能前沿技术研究与示范补助、以及共 2000 万美元的地质氢项目研究资助等。另一方面，美国企业在氢能创新技术的产业化方面实现了较多突破，如 2023 年美国推出了首款商业化无铱 PEM 电解槽、完成首次液氢卡车商业运行、实现“低温压缩储氢”技术的储氢容量首次提升至重卡需求级别等。

开展国际合作，谋求清洁氢能出口。在国际氢能贸易市场上，美国氢能出口国的

定位逐渐明晰。2023 年美国资助的 7 大“清洁氢能中心”中，加利福尼亚氢能中心及海湾沿岸氢能中心的部分项目正计划对日韩以及欧洲出口低碳氢或氢基能源。其中数项项目由日、美等多国企业共同投资。此外，部分建成的氢基能源项目已开始对外出口，典型如 2023 年美国墨西哥湾沿岸的绿氨项目开始向欧洲交付绿氨等，位于德州的生物甲醇项目也正在规划扩建产能，以加大对欧洲航运企业如马士基等的绿色燃料出口。

中东：推进大项目建设，发挥能源出口国的优势

中东各国明确了氢能发展目标。中东地区一直在传统化石燃料方面占主导地位，在全球能源转型下，该地区正处于变革性的转变中。各国开始陆续提出低碳氢的目标，如沙特阿拉伯的目标是引领全球氢气出口，将蓝色和用于管道出口到欧洲的绿色氢气；阿拉伯联合酋长国的目标是 140 万吨到 2031 年实现低碳氢；而阿曼预计到 2030 年实现 100 万吨绿色氢，到 2050 年达到 800 万吨。

表 3：至 2023 年 12 月底中东地区国家氢能规划

表 4：至 2023 年 12 月底中东地区 GW 级绿氢项目情况

| 国家 | 发布时间 | 规划名称 | 政策内容 |
|-----|--------|------------|--|
| 阿联酋 | 2021 年 | 氢领导路线图 | 目标在 2030 年全球低碳氢能 / 衍生物市场中占有 25% 的份额。 |
| 沙特 | 2021 年 | 绿色沙特倡议 | 推动氢能生产本地化，成为全球清洁氢能供应商。 |
| 摩洛哥 | 2021 年 | 绿色氢气路线图 | 为摩洛哥南部地区和欧洲稳定持续地提供清洁能源。 |
| 阿曼 | 2022 年 | 国家绿氢战略 | 到 2030 年生产达 100 万吨绿氢，成为全球最大的绿色氢生产国之一。 |
| 埃及 | 2022 年 | 国家氢气计划 | 每年使用来自盐海水和可再生能源的近 2.5 万吨绿色氢气生产绿氨。 |
| 土耳其 | 2023 年 | 氢能技术战略与路线图 | 从 2030 年到 2053 年底，将氢气混入天然气的比重将提升到 12%，合成甲烷为 30%。 |

| 国家 | 项目名称 | 项目产能规模 / GW | 产品 | 相关单位 |
|----|----------------|-------------|---------|-------------|
| 沙特 | NEOM 绿氢项目 | 2 | 绿氢 | 空气产品公司 |
| | 韩国电力公司投资项目 | 2.5 | 绿氨 | 韩国电力公司 |
| 阿曼 | 阿曼绿氢项目 (GEO) | 11 | 绿氢 | 阿曼 GEO 联合体 |
| | H2 Oman 项目 | 2.1 | 绿氢 | 沙特国际电力和水务公司 |
| | Hypert@Duqm 项目 | 1 | 绿氢 | 阿曼 Hydrom |
| | Sur 氢谷项目 | 1.3 | 绿氨；绿色甲醇 | 科威特能源技术公司 |
| | 韩国浦项绿氢项目 | 2.5 | 绿氢 | 韩国浦项制铁 |
| | Duqm 地区项目 | 1.2 | 绿氢 | 阿曼 GEO 联合体 |
| | BP 替代能源投资项目 | 1.7 | 绿氢 | 英国石油公司 |

来源：海外国家政府官方网站，中咨氢能中心，能景研究整理

积极规划项目，推进 GW 级绿氢项目建设。截至 2023 年 10 月，中东地区约有超过 40 个低碳氢项目，2023 年中东各政府和企业均加大投资，推动当地 GW 级绿氢项目的建设。**政府方面**，除政策推动和财政补贴发展绿氢外，2023 年各国政府通过政企合作积极推动绿氢项目发展，如约旦能矿部（MOEM）与四家企业签署合作推进该国绿氢项目、沙特政府通过沙特公共投资基金投资 NEOM 绿氢项目等。**2023 年中东地区能源企业**也积极布局建设新的绿氢项目，如沙特阿拉伯能源公司 ACWA Power 在沙特西北部开展的绿氢设施建设项目、阿曼能源公司发布规划将开展生产能力达到 15GW 的绿氢项目等。

发挥能源基地优势，开展氢基能源出口国际合作。在能源转型方向上，氢基能源成了中东地区国家的重要选择，政府和企业纷纷开展氢基能源出口和国际合作。**出口方面**，2023 年中东地区的氢基能源出口范围进一步扩大，如 2023 沙特实现了分别向日本、中国、欧洲输送首批低碳氢。**国际合作方面**，中东地区国家因能源基地优势与各国合作开展氢基能源国际合作项目，如沙特 ACWA Power 公司与印尼等国能源企业签署 15 万吨绿氢项目开发协议，与美国空气产品公司签署绿氢购买协议等。

日韩：推进发电领域示范引领，企业出海参与国际合作

通过多类示范项目重点推进氢能在能源领域的应用。日韩基于自身资源禀赋特点，将氢能视为未来能源转型的主要方案之一，同时积极布局氢能的生产、交通等多领域的实际应用示范。一方面持续挖掘氢燃料电池技术的应用场景，如 2023 年日本首次尝试利用从车辆退役的燃料电池为分布式数据中心供电、启动基于氢长时储能月球车研发计划等。另一方面大力探索氢基能源利用技术，推动氢基能源在储氢、发电、船舶等领域的应用，如 2023 年日本展开了日本首艘国产氨燃料船舶制造，韩国则规划建设国际首套商用氨裂解制氢发电厂。

同步开展海外制氢项目建设及氢能进口布局。日韩两国将进口氢能以及氢基能源视为将来能源缺口的重要补充，并在 2023 年展开了从政府端到企业端的密集国际合作，以打通国际贸易渠道。一方面与潜在的氢能出口国进行高层对话沟通，如 2023 年日韩两国领导人访美期间，提出共建氢氨脱碳燃料供应链。另一方面则积极布局海外制氢项目建设。2023 年日韩两国的各大企业或财团在澳洲、东南亚等地签订了一系列绿氢项目开发协议，典型如韩国三星集团在澳大利亚西部的氢氨项

目，计划于 2027 年开始生产 20 万吨氢气，并在 2029 年开始对韩出口绿氨。

日韩企业积极推进国际合作与技术输出。一方面，日韩两国在氢能技术尤其是燃料电池技术方面仍处于国际领先地位，同时以三菱、斗山等企业的国际交流渠道及品牌影响力为基础，得以参与各国及企业团体的氢能项目计划，并处于技术提供方的地位。典型如日本丰田，以技术提供方的身份，2023 年分别在中国、澳大利亚等国建设了燃料电池发动机、氢能发电机的生产工厂。另一方面，日韩企业通过自研或技术引进的方式拓展技术领域，以保持技术优势与输出。如 2023 年丰田首次推出 PEM 电解槽、横河电机投资挪威燃料电池公司 TECO 2030 等。

第二章 中国氢能政策概况

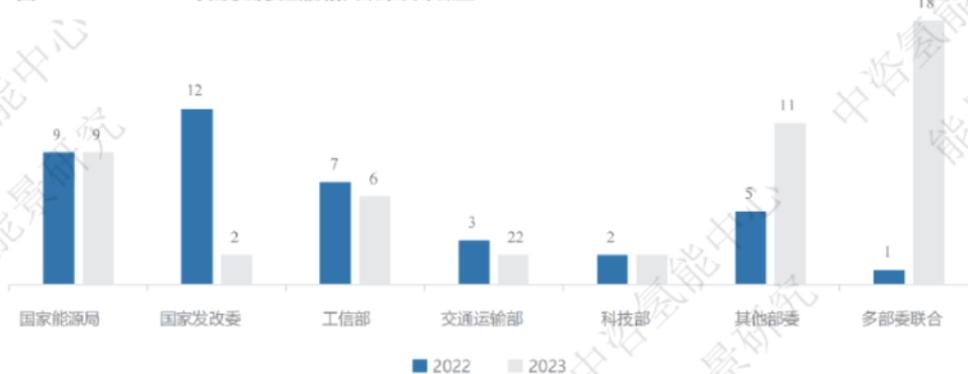
(一) 国家政策

2023 年国家部委发布的氢能相关政策（包括重要会议指示）共 52 项。其中发布政策最多的三个部门（含多部委联合发布）分别为工信部（20 项）、国家能源局（19 项）、国家发改委（14 项）。

多部委联合发布涉氢政策成为主流

2023 年多部委联合发布的政策开始增多，达到了 18 项。其中 10 项有国家能源局的参与、10 项有国家发改委的参与、14 项有工信部的参与。

图 9：2022&2023 年国家部委氢能相关政策发布数量



来源：各部委网站，中咨公司氢能中心，能景研究

多部门联合发布政策变多的趋势也对应着当前氢能产业发展的实际需要。一方面，氢能产业链条复杂且涉及面广泛，横跨电力、化工、交通等多个关键行业。单一部门难以全面应对如此复杂系统的规划与管理需求，因此，多部委联动制定政策成为了适应氢能产业深度与广度发展的必然选择，旨在确保政策设计的系统性与执行的一致性。另一方面，氢能产业的技术创新、基础设施建设以及市场培育等方面存在诸多亟待解决的实际问题。多部委共同参与政策推动，体现了国家从顶层布局到具体实施层面，针对氢能产业发展痛点进行精准施策的决心，通过整合各方资源，协

同推进技术攻关、标准制定、市场培育等各项工作，有效促进氢能产业链上下游的协同发展。

多个行业领域绿色转型政策中开始提及氢能

2023年，航空、船舶、炼化及钢铁等多个行业的国家级政策文件中提到了氢能的应用与发展。各行业开始将氢能视为推动绿色转型和构建现代能源体系的核心动力之一。因不同行业中，当前氢能技术的应用阶段及应用特点不同，主要从两个方面对氢能领域进行支持。

一方面为推进氢能核心技术的研发在各行业中的应用。如能源电子行业相关政策提出积极攻关高效制氢技术，以期提高氢能生产效率；钢铁行业相关政策提出大力支持氢冶金低碳技术研发，支持相关产业化示范项目；航空制造业相关政策提出探索并验证氢能源飞机关键技术的可行性，提升绿色航空制造水平。

另一方面开始提出氢能在各领域的示范应用目标。如炼油行业提出支持制氢用氢降碳，推进绿氢炼化的规模化示范项目；电力行业相关政策强调氢储能与其他新型储能技术的融合发展，探索模式、推进示范等；船舶制造业相关政策提出扩大燃料电池、绿色甲醇等绿色动力船舶的应用规模。

表 5：2023 年国家各部委发布的涉氢行业政策（节选）

| 行业 | 政策名称 | 主要内容 |
|------|------------------------------------|---|
| 石化化工 | 《关于印发石化化工行业鼓励推广应用的技术和产品目录（第二批）的通知》 | 提出建立石化企业氢气资源管理系统平台，实现企业氢气网络在线监控、调度方案设计、氢气系统能耗与碳排放测算、历史数据管理等功能，提升氢气系统运行效率。 |
| 炼油 | 《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》 | 支持制氢用氢降碳，绿氢炼化、二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）等技术完成工业化、规模化示范验证，建设一批可借鉴、可复制的绿色低碳标杆企业，支撑 2030 年前全国碳排放达峰。 |
| 钢铁 | 《钢铁行业稳增长工作方案》 | 提出加大对氢冶金、低碳冶金等低碳共性技术中试验证、产业化攻关的支持力度，对符合条件的低碳前沿技术产业化示范项目研究给予产能置换政策支持。 |
| 航空制造 | 《绿色航空制造业发展纲要（2023-2035 年）》 | 提出到 2025 年，氢能源飞机关键技术完成可行性验证，绿色航空基础设施不断夯实，形成一批标准规范和技术公共服务平台。 |
| 船舶制造 | 《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030 年）》 | 提到积极稳妥扩大燃料电池、动力电池在船舶的应用范围，到 2025 年 LNG、甲醇等绿色动力船舶国际市场份额超过 50%。 |

来源：中国各中央部委政府网站，中咨氢能中心，能量研究

此外，针对氢能产业的核心技术和关键应用场景，相关标准的制定工作也开始提及。例如，《工业领域碳达峰碳中和标准体系建设指南》征求意见稿指出要重点制定燃氢燃气轮机、氢燃料内燃机和氢冶金等相关技术和装备的标准，通过标准化手段促进先进氢能技术在工业领域的规模化应用；《绿色航空制造业发展纲要（2023-2035年）》也凸显了氢能飞机关键技术完成可行性验证后的标准建设任务，旨在通过标准引领技术创新，保障氢能在高端制造领域如航空业的安全、高效应用。

氢能标准的顶层设计将切实推动产业发展

2023年8月，国家标准委、国家发改委等六部门联合印发《氢能产业标准体系建设指南（2023版）》（以下简称《标准指南》）。《标准指南》是国家层面首个氢能全产业链标准体系建设指南。该文件核心的内容包括：一是推进全产业链各环节核心技术标准突破；二是注重新技术路径标准的提前布局；三是重视标准制定机构间的交流合作。

从标准数量看，我国氢能产业标准体系已初具规模。截至2023年7月，国内氢能领域共发布各级标准292项，其中国家标准106项，行业标准30项，团体标准137项，地方标准19项，涵盖制、储、运、加各环节。仅从国家标准和行业标准看，氢能领域标准数量达到136项，超过了新型储能领域（122项）。

《标准指南》的发布、及后续氢能行业标准的完善对氢能产业的影响或将主要体现在四个方面。

一是标准是行业产品进场的最低要求，将设置一定门槛，防止低端产能过剩。近年来制氢电解槽企业、燃料电池企业以及相关零部件企业等快速增多，致使在产品同质化、市场竞价较为严重的同时，产品质量却难以辨别比较。本次《标准指南》中将水电解制氢系统能效限定值及能效等级、燃料电池模块安全等标准列入了“核心标准”清单，或可提高入局门槛，限制低质量产品盲目扩产。

二是标准将加快供应链建设，淘汰落后的企业和产品。氢能产业链部分环节产品上下游绑定强，常由于标准的不一致而导致产品之间无法兼容，从而出现部分厂家利用独家标准推广低质量产品的现象。统一标准出台后将打破标准壁垒，打通上下游产品接口，令下游客户有更多的上游的供应商可供选择，令供应链产品市场回归良性有序竞争，如2021年颁布的GB/T 26779-2021《燃料电池电动汽车加氢口》、本次《标准指南》中的加注协议标准等。

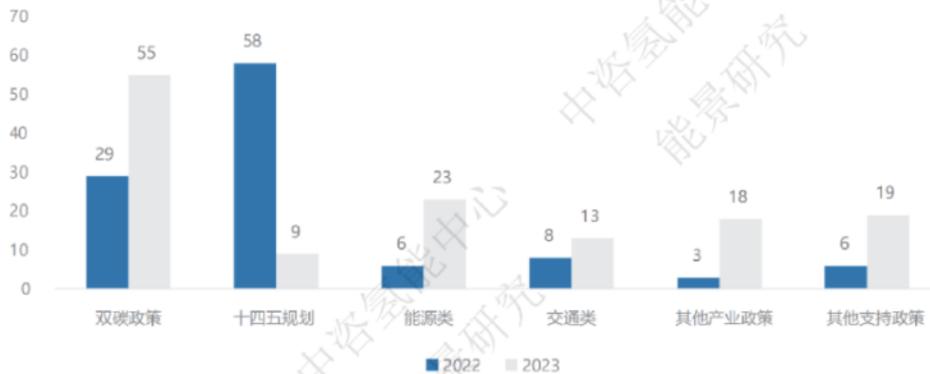
三是标准是保障项目、产品安全的关键要素，对于推动大项目落地、和基础设施建设具有较大的促进作用。2021 年至今各类项目产品性能及规模快速提升，如国内碱性电解槽单槽 5MW 比比皆是，燃料电池应用由客车发展到轨道车、船舶，加氢站年建设量超百座，产品发展速度超过了安全标准出台速度。此外，氢能行业涉及的建设方、运营商对氢能的安全标准、产品服务等均不熟知，更找不到明确依据。氢产业链各环节关键设备检测及安全标准的出台完善，可以让产品出品、项目建设时做到项目有据可循，加速大项目及基础设施建设的决策流程，推动行业发展。

四是国内国际标准的打通，也将助力国内企业开展国际化进展。国内氢能产业及标准体系建设起步相对较晚，部分标准缺失或与国际标准差异大，而且国际标准制定话语权较弱，导致国内产品出口时需进行海外标准认证，如储氢瓶阀、电解槽等，从而错失正处于快速上升期的国际氢能市场机遇。本次《标准指南》中既强调转化一批先进国际标准，同时也强调鼓励企业等参与国际标准化工作，从而打通国内外标准壁垒，助力国内企业开拓国际市场。

(二) 区域政策

涉氢政策的数量显著增长

图 10：2022&2023 年地方政府涉氢政策——类型分布



来源：各地方政府网站，中咨氢能中心，能景研究

注：以上政策均为中国各地区政府发布的不以“氢能”或“燃料电池”为核心主题的政策，但在文件中提及氢能。其中“双碳政策”以实现双碳目标为主要目的；“十四五规划”指各政府专门针对十四五期间的相关规划政策；“能源类”指新能源、电力等行业的产业政策，其中十四五能源规划相关政策放入“十四五规划”政策中；“交通类”指专门针对汽车、船舶等领域的产业政策；“其他产业政策”指专门针对未来/新兴产业、化工行业等领域的产业政策；“其他支持政策”指各地方发布的偏宏观类政策，多与经济增长相关。

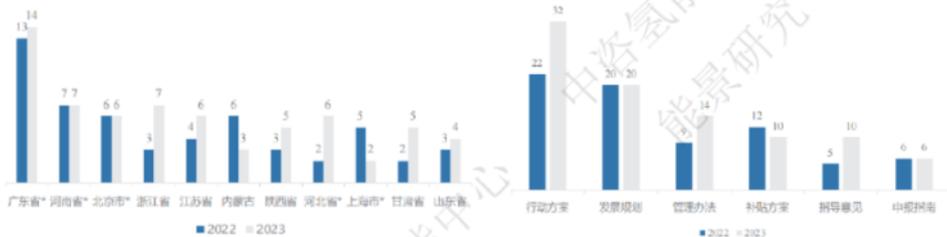
2023年，全国各地共发布涉氢政策137项，较2022年增长24.5%。值得注意的是，一是市区级涉氢政策发布量的增长尤为明显，彰显出政策实施正逐步细化并深入地方层面，精准引导和支持氢能产业全方位发展。二是各行业类政策开始替代十四五规划政策，成为支持氢能的重点推动力量。随着氢能技术的发展，氢能将逐步在渗透到交通、化工、建筑以及冶金等产业中成为未来发展元素之一，但其发展也需要依赖这些行业的整体脱碳进展及规划。三是提及氢能的能源类政策数量增幅最大。这一方面是由于2023年能源大省开始迫于脱碳压力开始制定更广泛的能源脱碳政策，另一方面能源脱碳路径中，氢能逐渐成为不可或缺的一环，在新能源消纳及氢电耦合等方面具备较大战略价值和广泛应用潜力。

氢能专项政策更加务实落地

2023年，各地区共发布氢能专项政策92项，较2022年增长24%。“燃料电池汽车城市群”城市及地区仍为政策发布的领跑者。分地区来看，2023年广东、河南、浙江发布的氢能专项政策最多。2022-2023年发布政策最多的前10省份总计发布119项，占总数量的71%，其中广东省、河南省、北京等地的“城市群”内城市仍为全省/市乃至全国发布政策的重要推动力量。

图 11: 2022&2023 年发布氢能专项政策数量 TOP 的省市

图 12: 2022&2023 年地方政府发布的氢能专项政策类型及数量



来源：各地方政府网站，中咨氢能中心，能景研究

注：图表按照 2022-2023 年氢能专项政策累计数量降序排列。其中带有*的省份/直辖市为燃料电池城市群牵头城市所在地区，其中广东城市群牵头城市为广东省佛山市；河南城市群牵头城市为河南省郑州市；京津冀城市群牵头城市为北京市大兴区；河北城市群牵头城市为河北省张家口市；上海城市群的牵头城市为上海市。
以上政策均为中国各地区政府发布的以氢能或燃料电池为主题的政策，此处统计的政策数量，去除了一些补名单及清单相关的公示。氢能专项政策的分类主要根据其政策文件的名称进行分类。

2023 年地方政策从“规划先行”开始更关注“落地实施”。经过几年的发展，氢能这一新兴行业也已逐渐得到地方各级政府的支持和认可，但多地的政策发布也已从早先的“规划先行、目标明确”等阶段进入了“破除障碍、落地实施”的阶段。从数量分布上来看，“行动方案”从 22 项增加到了 32 项；“管理办法”从 9 项增加到了 14 项；“指导意见”从 5 项增加到了 10 项。

“专项补贴方案”政策数量的小幅下降与政府在氢能产业发展扶持策略上的调整优化相关。一方面，政府试图通过更加精细化和结构化的管理方式，引导和支持氢能产业链关键环节的发展，如技术研发、规模化生产以及市场应用等，而非单纯依赖传统的项目补贴形式。另一方面，体现在行动方案和管理办法中的诸多政策措施中，例如电价优惠、税收减免、研发资金支持等多元化的激励机制，这些实质上构成了对氢能产业特别是绿氢项目的间接补贴。

(三) 创新性政策

地方政府开始探索让氢气获取和使用更便捷的创新性政策

优化绿氢生产和使用的限制政策。2023 年 6 月发布的《河北省氢能产业安全管理条例》明确提出“化工企业的氢能生产，应取得危险化学品安全生产许可。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可”。这是国内首个对可再生能源制氢在危化品许可方面进行放松的政策。该文件中也提到了“允许在化工园区外建设电解水制氢（太阳能、风能等可再生能源）等绿氢生产项目和制氢加氢一体站。”2023 年，广东省、辽宁大连、安徽六安、新疆阿勒泰地区布尔津县等地的氢能相关政策均提出“探索/允许在非化工园区建设制氢加氢一体站”。

明确加氢站等的管理流程及办法。一是允许加氢制氢项目租赁土地建设运营，如张家口政府明确规定“允许加氢站以租赁土地办理审批手续”。该项规定有效降低了加氢站企业初期投入成本，简化了企业土地管理和维护流程。二是明确了加氢站的主管部门。如浙江嘉兴的氢能相关政策提出“明确市住房和城乡建设局为全市加氢站建设运营的行业主管部门”；新疆阿勒泰地区布尔津县的氢能相关政策提出“由住建部门核发燃气经营许可证（氢燃料电池汽车加氢站）”。

展开地方性多途径绿氢生产补贴示范。2023 年，中国多个地市政策开始针对绿氢

生产项目提出补贴政策，以绿氢销售量直接补贴等方式为主。如内蒙古鄂尔多斯、新疆克拉玛依等提出对当地氢气产能大于 5000 吨 / 年的风光制氢一体化项目主体，按实际售氢量进行 1500 元 / 吨至 4000 元 / 吨的退坡补贴；广东深圳等则采取对电解水制氢加氢一体站进行电费减免等补贴措施。

第三章 中国氢能产业规模进展及趋势

(一) 电解水制氢

2023 年中国电解水制氢项目主要推动方为各大国央企及地方政府，同时民营能源、化工企业开始增多。2023 年国内如中国石化、国电投、国家能源集团、中能建等能源央企，旗下均有一项或多项万吨级产能的绿氢项目在建，中煤、中石油等央企也已展开大型电解水制氢项目筹划。同时，中国部分民营企业也开始推动绿氢项目建设，典型如赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目等。这些民营企业主要为能源及化工领域上市企业，还有部分为新疆、陕西等地的传统油气、氯碱企业。

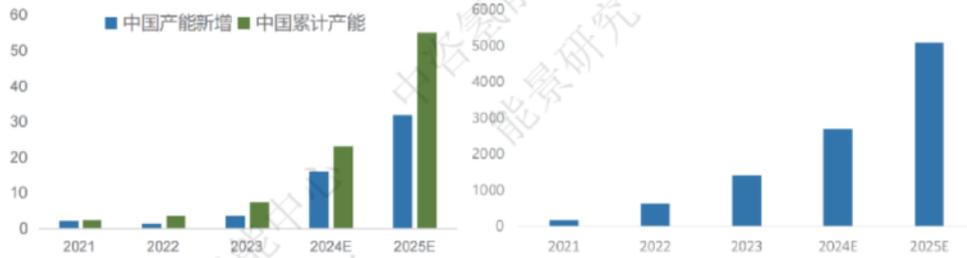
2023 年中国电解水制氢项目开始向万吨级绿氢产能迈进。2023 年，中国建成了首例万吨级产能的绿氢项目，中石化新疆库车绿氢示范项目；另有 4 项万吨级产能的绿氢项目开工建设并进入制氢装备招标阶段，如大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目、国能宁东可再生氢碳减排示范区项目等，均计划于 2024 年建成。此外，2023 年中国新开工但尚未进行制氢装备招标的项目至少 5 项，如中能建松原氢能产业园绿色氢氨一体化项目、中石化鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢示范项目等，大多计划在 2026 年左右建成。

2023 年中国电解水制氢新建成产能及电解槽需求量实现翻倍增长

2023 年 1 月至 12 月，中国电解水制氢新增产能（建成项目）约 3.7 万吨/年，同比增长约 181%；截至 2023 年 12 月底，中国电解水制氢累计产能约达 7.2 万吨/年。绿氢项目产能的持续建设，推动 2023 年中国电解槽年需求量（在建项目）进一步扩张。2023 年 1 月至 12 月，中国制氢电解槽需求量约 1.42GW（不含出口量），相较上一年度同期增长约 128%。

图 13: 2021-2025 年中国绿氢项目新增产能 (吨/年)

图 14: 2021-2025 年中国绿氢项目电解槽需求 (MW)



来源: 中咨氢能中心, 能景研究

注: 2021年至2022年的产能为统计值, 2024年与2025年产能为积极情境下的预测。

从行业发展环境来看, 2023 年市场、技术、政策等 3 个方面发生了较大突破, 有利中国电解水制氢产业继续加速发展。一是绿氢需求市场逐渐明确。2023 年, 国际上航运、航空等领域的强制性减碳政策逐渐出台, 同时马士基、中远海运等航运龙头开始寻找绿色甲醇等低碳替代燃料供应, 提供了绿氢的消纳方向。二是制氢技术难题逐步被攻克, 奠定绿氢项目规模化、商业化发展基础。一方面, 2023 年中石化新疆库车绿氢项目建成投运, 提供了首例规模化制、储、运、用绿氢的可行性样本; 另一方面, 2023 年中国制氢电解槽技术、氢电耦合技术等加速迭代, 在波动性可再生能源制氢场景下的安全性、可靠性逐渐增强。三是中国绿氢相关政策体系逐步细化完善, 保障绿氢项目顺利运营。一方面, 2023 年国内氢能相关创新管理政策更多、更加具体, 如绿氢生产“无需危险化学品安全生产许可”等, 打通了项目建设、投运的政策通道; 另一方面, 国内如陕西等开始出台绿氢补贴政策, 缩减了煤化工等领域绿氢与灰氢之间的成本差距。

基于市场、技术、政策、国内项目规划与进展情况, 以及绿氢将在交通、化工等各领域中的减碳作用, 我们预测, 中国电解水制氢产能以及制氢电解槽需求将持续增长: 电解水制氢建成产能方面, 到 2024 年年底, 中国电解水制氢累计产能预计或将超过 14 万吨/年, 到 2025 年年底超过 30 万吨/年, 到 2030 年年底超过 650 万吨/年。制氢电解槽需求方面, 2024 年全年, 中国国内制氢电解槽需求预计可达

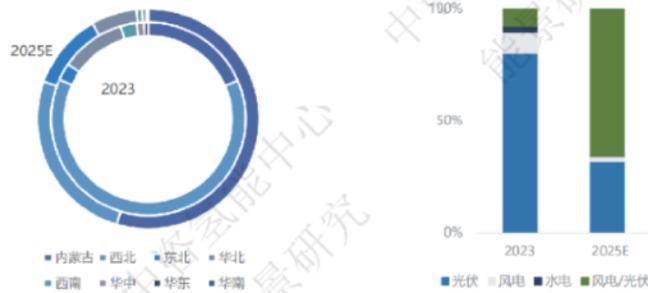
约 2.7GW（不含出口）；2025 年至 2030 年，中国制氢电解槽需求累计达到近 60GW。

资源情况与消纳场景是影响电解水制氢产能分布的关键

2023 年，中国电解水制氢产能约 63% 集中在西北地区新疆、宁夏两省，同时约 80% 采用光伏制氢，主要受中石化库车光伏制氢项目等示范项目带动。电解水制氢项目产能的落地受各地区可再生能源丰富水平、技术成熟度、减碳需求、消纳潜力等地区因素影响。

短期来看，三北地区将成为中国电解水制氢产能主要聚集地，风电制氢或风光一体化制氢占比将逐渐升高。一方面，新疆、宁夏、内蒙古等地是中国光伏资源、或风能资源最丰富地区之一，光伏及风电可利用小时数高，对氢气综合成本的快速下降具有重要作用；另一方面，新疆、宁夏、内蒙等地分别为中国油气、煤化工基地省份，分布有油气加工、甲醇生产等一系列用氢装置，可对绿氢的大规模工业应用进行技术验证并对绿氢实现有效消纳。**长期来看，东部沿海或将成为中国绿氢产能主要来源之一，而风电制氢为东部主要模式。**东部沿海各省陆上及海上风电技术可开发量超过 4000GW，占东部可再生能源可开发量 7 成左右；在全国炼化、甲醇等用氢场景集中，东部地区的氢气需求占到全国的 50% 以上；东部沿海港口众多，其对外的氢基能源贸易也将率先起步。

图 15：2023 年及 2025 年中国绿氢项目产能地区分布及可再生电力来源分布



来源：中咨氢能中心，能景研究

地区划分：华北：北京、河北、山西、天津；西北：新疆、甘肃、青海、陕西；东北：黑龙江、吉林、辽宁；华东：上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西；西南：四川、云南、贵州、重庆、西藏；华中：湖南、湖北、河南；华南：广东、广西、海南；统计时未含香港、澳门及台湾地区。

结合国内绿氢项目规划与建设情况、可再生能源开发需求、用氢场景、技术发展等因素预测：**到 2025 年**，内蒙古将成为国内最大绿氢产能中心，绿氢产能将达全国产能的约 55%；同时风电资源得到更多利用，风电 / 光伏一体化制氢产能或可达到总产能的 66% 以上。**到 2030 年**，东部沿海省份绿氢产能可到全国产能的 30% 以上。

(二) 氢能交通应用及基础设施

轻卡及重卡车辆在总销量中占比持续攀升

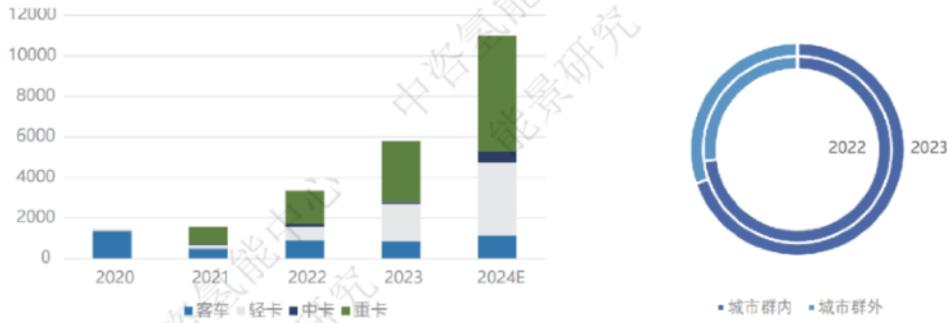
国内燃料电池汽车年销量持续增长。根据中国汽车工业协会数据，2020 至 2023 年国内燃料电池汽车销量分别约 1499 辆、1586 辆、3367 辆，5805 辆；到 2021 至 2023 年，年销量分别同比增长 5.8%、112.0%、72.4%。根据上险数，2023 年销量则达到了 7177 辆。我们预计，到 2024 年中国燃料电池汽车年销量将超过万辆。

根据上险数据，2023 年燃料电池轻卡销量达到 2104 辆，同比增长 160.1%，占比达到 29.3%。这些轻卡的应用场景多为干线物流，氢能物流车与锂电池物流车相比具有续航能力强、加氢速度快、低温性能优越等优点。同时在加氢问题上，基于氢能物流车运营线路是相对固定的，解决加氢问题亦相对简单。此外，氢能物流车属于国家示范推广车型，和锂电池物流车一样享受新能源车路权。

根据上险量数据，2023 年燃料电池重卡销量达到 3612 辆，同比增长 47.1%，占比达到 50%。重卡的应用场景多为长距离运输，氢能重卡相比纯电重卡拥有更长的续航里程、更大的载重量和更短的补能时间。同时重卡主要运行在相对固定的线路上，对加氢站的依赖相对较低。

图 16: 2020-2024 年中国燃料电池汽车销量及销量结构 (辆)

图 17: 2022&2023 年城市群内外燃料电池汽车商用车销量占比



来源: 中国汽车工业协会, 上险量, 中咨氢能中心, 能景研究

注: 销量数据来源于中国汽车工业协会, 客车与卡车的占比情况根据上险量数据的占比推算, 并进行时间差调整而来。如河南省去除了郑州等城市, 其他城市销量汇总参与此排名。

2023 年城市群仍是燃料电池汽车推广主力

2022 年城市群内燃料电池汽车销量占比为 73%, 2023 年占比为 79%。**政策导向与财政补贴仍是现阶段国内燃料电池汽车推广的关键推动力。**国家层面针对城市群内的燃料电池汽车产业实施了一系列鼓励政策, 包括购车补贴、运营补贴以及基础设施建设支持等措施, 这些降低了车辆购置成本和使用门槛, 为燃料电池汽车的大规模市场化推广奠定了基础。**显著的产业集群效应保证了城市群占据优势地位。**城市群内拥有相对完善的产业链条和集聚优势, 从核心零部件制造到整车研发、生产, 再到氢能供应网络及售后服务体系构建, 形成了完整的燃料电池汽车产业生态。这种高度集中的产业布局有利于资源优化配置, 降低成本, 提高效率, 从而增强了燃料电池汽车在市场竞争中的优势地位。

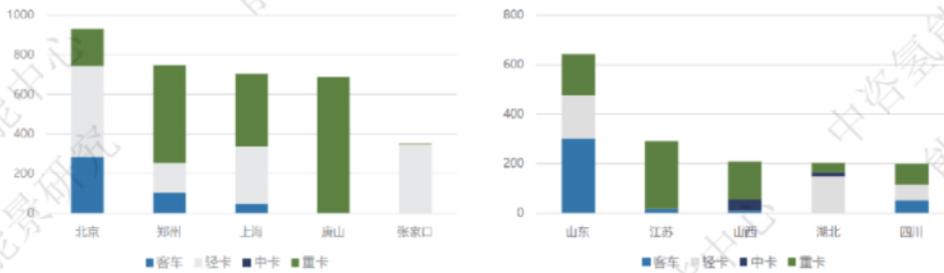
燃料电池汽车推广集中在数个领头城市

2023 年, 城市群内燃料电池汽车销量前 5 的城市销量总和为 3424 辆, 占城市群内总销量的 68%。北京积极构建燃料电池汽车多场景示范推广。一方面, 北京在公共交通系统和城市物流领域加大对燃料电池汽车的补贴支持, 实现了较高的客车和轻卡销量。另一方面, 北京在城市基础设施建设运输等绿色转型需求较大的场

景中示范运行氢能重卡，拉动重卡销量增长。郑州是重要的交通枢纽，对长途货运车辆的环保要求更高，其重卡销量显著高于其他车型。此外，郑州通过批量采购的形式推动客车和轻卡的示范应用，2023 年国内最大批量氢燃料电池公交订单（100 辆）在郑州交付。上海发布相关政策明确氢能重点发展重卡、公交、冷链、非道机械等应用场景，带来城市物流配送以及港口物流应用等场景的氢能替代需求增长，拉动氢能轻卡及氢能重卡销量。唐山利用当地副产氢的低成本优势推动工业场景中氢燃料电池汽车的应用。唐山河钢集团探索构建了“焦炉煤气副产氢 - 园区内加氢站 - 氢能重卡”的闭环生态，在适合氢燃料电池使用的钢材短倒场景大批量推广了燃料电池汽车。

图 18：2023 年燃料电池商用车销量 TOP 5 - 城市群内 (辆)

图 19：2023 年燃料电池商用车销量 TOP 5 - 城市群外 (辆)



来源：上险量、中咨氢能中心、能景研究

注：北京、天津未区分区县情况

此排名仅排除了城市群内的城市，各省份其他地区销量汇总仍参与排名。如河南省去除了郑州等城市，其他城市销量汇总参与此排名。

2023 年，城市群外燃料电池汽车销量前 5 的省份销量总和为 1542 辆，占城市群外总销量的 71%。山东因地制宜打造“氢能高速”，为氢能车辆推广解决补能问题，同时串联起多个氢能产业圈，实现客车和轻卡的批量推广。江苏省燃料电池汽车的销量主要由重卡车型拉动，其中徐州在 2023 年第四季度的重型牵引车销量达到 269 辆，或与前三季度徐州港口货物吞吐量显著增长有关。山西省燃料电池汽车的销量主要“链主”企业批量投运氢能重卡拉动。2023 年，鹏飞集团第二批百辆氢能重卡投运。此外，山西省工业副产氢丰富且价格便宜，氢能重卡应用场景丰富，

在一些局部性场景，推广氢能重卡具有经济性。

湖北省燃料电池汽车的销量主要由大订单拉动。东风公司与国氢科技合作生产 200 辆氢能车辆并交付。该项目于 2022 年 12 月，开始陆续向客户交付车辆。该批车辆将服务于武汉市内的城市配送、大宗商品运输等场景。**四川省燃料电池汽车推广虽在多种车型上均有分布，但在地区上主要以成都为主。**成都有大量富余水电可发展水电制氢，通过“成渝氢走廊”发展氢经济，带动燃料电池汽车销量增长。

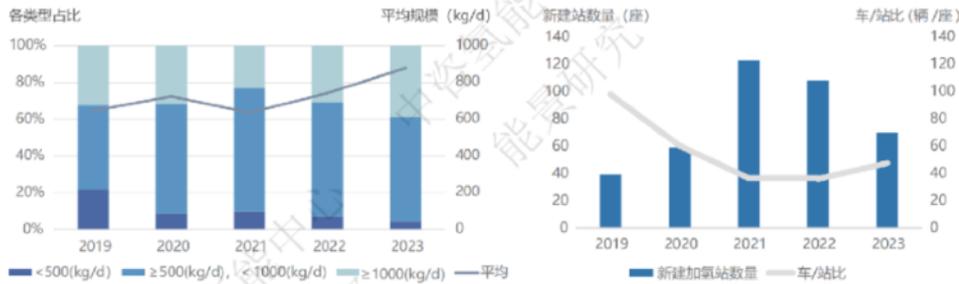
加氢站建设放缓，大型加氢站占比升高

2023 年中国加氢站建设速度放缓。2023 年 1 月至 12 月，国内新建成加氢站约 71 座，同比下降约 36%；至年末建成总量达到 424 座，居世界第一。

1000kg/d 以上大型加氢站占比逐渐升高。2021 年至 2023 年，新建成站点中，1000kg/d 以上大型加氢站占比逐渐由 20% 达到 40% 左右。这与建设增速相关。其中，2021 年国内加氢站以快速增加站点数量、形成供应网络为核心，因此中石化等加氢站运营龙头首选投资成本较低、建设速度较快的 500kg/d 的站点。2023 年，保障加氢站运营率成为新的发展重心，5 大燃料电池示范城市群内加氢站已达到较高数量，而运营许可证发放、运营成本等后期运营问题开始显现，因此以快速建站为目的的 500kg/d 站点建设减少，而在重点地区部署 1000kg/d 以上加氢站以及低成本的制氢加氢一体站成为新重心。

制氢加氢一体站开始出现多种氢气来源。制氢加氢一体站站内制氢的方式包括电解水制氢、天然气制氢、甲醇制氢、氨制氢，以及有机液态储氢介质制氢等路线。2023 年 1 月至 12 月，中国新建成加氢站中，共建设制氢加氢一体站 8 座。具体来看，2023 年新建成加氢站中仍以电解水制氢加氢一体站为主，但电力多来自于可再生能源；同时多种“储氢介质制氢”类型的站点实现首次示范，如中国首座商业化甲醇制氢加氢一体站在大连投运，中国首座商业化氨制氢加氢一体站在广西南宁投产，中国首座有机液体储氢加氢示范站完成全流程贯通等。

图 20: 2019-2023 年中国不同加氢站加氢规模占比
2019-2023 年国内加氢站建成及车 / 站比情况



来源：中国汽车工业协会、中咨氢能中心、能景研究
注：车 / 站比为燃料电池汽车保有量与加氢站数量之比

2023 年中国车 / 站比略有升高，单站服务范围更集中。到 2023 年 12 月底，中国车 / 站比由上年度同期的约 36:1 提高到约 46:1。这反映出中国加氢站整体供水水平的提升。一是加氢站向大型化发展，2021 年至 2023 年中国新建加氢站的平均规模持续上涨，燃料电池汽车数量更多，对于 1000kg/d 的加氢站理论上每日可服务客车 80 多辆，重卡 20 多辆；二是加氢站的地点选择更合理，服务对象更集中、利用率更高，典型如 2023 年中国在高速干线等大流量路线上建设的加氢站，既可满足物流车辆需求也可保障加氢站充分运营。

(三) 化工应用

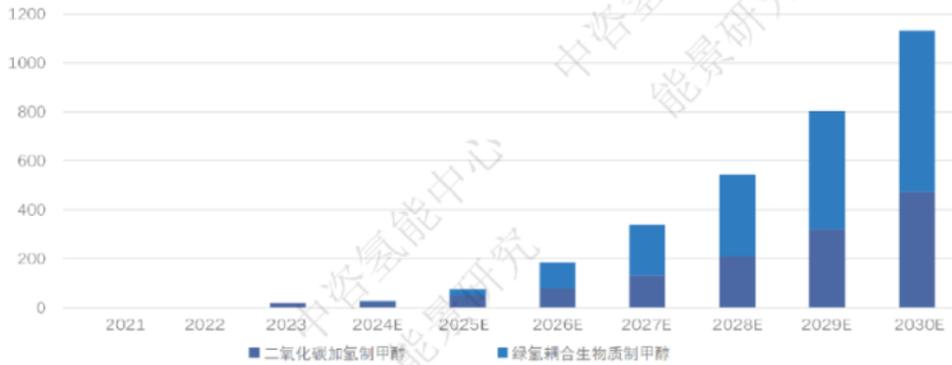
2023 年，中国低碳甲醇产业化正式开启。

截至 2023 年 12 月，国内已建成及在建的绿色低碳甲醇项目 11 项，绿色低碳甲醇总产能约为 36.6 万吨 / 年。从建成及在建项目的规模来看，多数项目处于 10 万吨级以下水平，正处于技术及商业示范阶段。中国绿色低碳甲醇呈现多技术路径并行发展的格局，煤化工耦合绿氢、二氧化碳加氢、生物质耦合绿氢、生物质直接气化制甲醇共 4 种技术路线，其中前 3 者均需要额外添加绿氢。基于低碳产业政策、2030 年碳达峰目标、市场、技术进步等因素预测，到 2025 年中国低碳甲醇预计总产能或可超过 80 万吨 / 年。到 2030 年中国低碳甲醇预计总产能或可超过

2500 万吨 / 年。其中，到 2030 年二氧化碳加氢制甲醇产能超过 470 万吨 / 年，绿氢耦合生物质制甲醇产能超过 660 万吨 / 年，煤化工耦合绿氢制甲醇以绿氢产能折算产能约达 1400 万吨 / 年。

煤化工耦合绿氢制甲醇方面，到 2023 年 12 月底，中国以绿氢产能折算产能约达 15 万吨 / 年。2023 年期间，中国未有新的大型煤化工耦合绿氢制甲醇项目建成，但有至少 3 项新开工项目，如中石化乌审旗风光融合绿氢化工示范一期项目等，以绿氢产能折算产能约达 12 万吨 / 年。**二氧化碳加氢制甲醇方面**，到 2023 年 12 月底，中国二氧化碳加氢制甲醇产能约达 21.6 万吨 / 年。其中 2023 年中国首次建成了两项 10 万吨 / 年产能的二氧化碳加氢制甲醇项目，分别为吉利集团河南安阳 10 万吨级绿色低碳甲醇项目、在江苏斯尔邦 10 万吨二氧化碳加氢制甲醇项目，氢气分别来源于煤焦炉气副产氢与丙烷脱氢副产氢。**绿氢耦合生物质制甲醇方面**，2023 年进入产业化落地阶段。2023 年松原绿色氢氨醇一体化项目开工，这是中国首项万吨级绿氢耦合生物质制甲醇项目；另有数项 10 万吨级项目已完成备案，如上海电气在吉林洮南的风电耦合生物质制绿色甲醇等，多数规划于 2026 年左右建成。**生物质耦合绿氢制甲醇外**，我国不含绿氢耦合的生物质制甲醇项目也在规划推进。截至 2023 年 12 月底，国内已披露至少 3 项，总产能约 61 万吨 / 年，均处于规划阶段。

图 21 2021 年 -2030 年中国低碳甲醇产能（不含耦合煤化工制甲醇）（万吨 / 年）



来源：中咨氢能中心，能景研究

注：本图未统计绿氢耦合煤化工制甲醇项目及未耦合绿氢的生物质制甲醇项目的产能；二氧化碳加氢制甲醇的碳源主要指工业尾气碳捕集来源的二氧化碳，包含生物质电厂尾气，氢气来源包括绿氢及工业副产氢。

2023 年，多个绿氨项目开工建设

截至 2023 年 12 月底，国内至少已有 13 项绿氨项目开工，对应已披露绿氨产能约 79 万吨/年，大多计划于 2024 年与 2025 年建成。其中以中小型项目为主，多在 20 万吨/年产能以下，如 1.6 万吨/年的中能建张掖绿氢合成氨一体化示范项目。基于低碳产业政策、市场、技术进步等因素预测，到 2025 年中国绿氨总产能或可超过 110 万吨/年，到 2030 年中国绿氨产能或可达到约 1300 万吨/年。

(四) 发电储能等应用

燃料电池发电示范场景更加多元化。2023 年 1 月至 12 月，中国燃料电池发电项目新增装机约 6.3MW；截至 2023 年 12 月底，全国燃料电池发电项目装机总计约达 22MW。从应用场景看，2023 年中国燃料电池发电项目应用场景更加丰富。一是副产氢发电利用场景开启商业化进程，2023 年中国首个商业化 MW 级氯碱副产氢发电项目建成，另有中石油炼厂副产氢发电等多个示范项目建成；二是储能调峰场景出现了多项首次示范，如中国首个“氢电耦合直流微网”示范工程在宁波慈溪投运、首个固态储氢并网发电项目在云南等地投运等。

燃料电池动力应用（非道路机动车）沿“轻型”与“大功率”两方向延伸。“轻型”动力方面，2023 年燃料电池单车、叉车等的市场逐渐起量，其中燃料电池单车投放数量超过 1000 辆，叉车在物流、油田等场景实现首次交付等。“大功率”动力方面，2023 年中国列车、船舶领域推出多款首次示范型产品，如首艘内河氢动力船舶“三峡氢舟 1 号”、中国最大功率氢能列车“宁东号”等，其中“宁东号”由中国保有量最大的内燃车型 DF4B 改造而成。

掺氢/氨燃烧发电示范逐渐向 GW 级突破。掺氢燃烧方面，2023 年国家能源集团在实施了国际首例 600MW 燃煤发电机组煤炭掺氢燃烧试验，若以完成商业运营标准测算每年的氨燃料需求或可达 20 万吨。掺氢燃烧发电方面，2023 年国内首个重型燃气轮机天然气掺氢发电项目——惠州大亚湾综合能源项目进入调试阶段，采用 2 台 600MW 级燃气蒸汽联合循环机组，发电功率近 1GW。

第四章 中国氢能产业链发展特点

(一) 制氢电解槽装备

技术进展

国内外电解槽产品技术指标及性能仍存差异

当前需求驱动技术发力点及要求不同。2023年,中国与海外的制氢项目在场景需求、标准要求等方面存在一些差异,相应地中国与海外的制氢电解槽在某些技术参数有所不同。欧盟、美国等地更看重电解制氢的“绿色属性”,对制氢项目提出了“小时匹配”、“离网”等严格的标准,相应地对电解槽的响应速度、负荷调节范围、长期稳定性等要求更高。中国与绿氢定义相关的强制性标准等尚未出台,大型绿氢项目仍以并网、半离网等为主,现阶段市场对电解槽主要更看重制氢能耗等经济性、示范性的指标。

表 6: 2023 年中国外 4 种制氢电解槽主要厂家产品的前沿技术指标

| 技术类型 | ALK | | PEM | | SOEC | AEM |
|-------------------------------|----------|----------|----------|---------|------|------|
| | 国内 | 国际 | 国内 | 国际 | 国内外 | 国内外 |
| 单槽制氢量 (Nm ³ /h) | 3000 | 1000 | 300 | 250 | 50 | 5 |
| 额定制氢电耗 (kWh/Nm ³) | 3.9 | 3.8 | 4.3 | 4.3 | 3.5 | 4.3 |
| 电流密度 (A/m ² @1.8V) | 3300 | 4200 | 15000 | 20000 | — | 4000 |
| 负荷调节 | 25%-110% | 10%-100% | 10%-120% | 5%-125% | — | — |
| 催化剂铱载量 (mg/cm ²) | — | — | 1 | 0.3 | — | — |

注:根据国内外量产产品的技术指标进行统计,不含研发阶段数据;制氢电耗与所处电流密度等相关,不同技术路径的产品不建议进行比较;本表中电流密度指在小室电压 1.8V 时的电流密度;负荷调节范围的百分比指相对于各产品的额定工作功率。

碱性电解槽 (ALK) 方面,中国与海外在规模化制氢方面的设计路线不同。2023 年海外以低压、模块化路线为主。负荷调节范围更宽,可实现 10%-100% 的宽负荷;采用一定量的贵金属催化剂,在保障低能耗的同时将电流密度提高至 4000A/m² (1.8V 小室电压下) 以上;单槽制氢量较低,多在 1000 Nm³/h 以下,

如 2023 年海外龙头厂家 NEL 舍弃了其他型号，仅保留了 500 Nm³/h 单槽模块产品。2023 年中国以中压、大标方路线为主。负荷调节范围相较海外低压设计较窄，多在 25%-110% 区间；尚以简单的金属镍催化剂为主，电流密度多在 3500A/m² (1.8V 小室电压下) 以下；单槽向大标方迈进，2023 年国内碱槽最大单槽制氢量突破至 3000 Nm³/h，同时部分项目开始规划采用 2000 Nm³/h 电解槽。

PEM 电解槽方面，中国与海外则在应用场景与发展阶段上有所不同。2023 年海外 PEM 电解槽已开始面向规模化制氢项目。装备技术更加成熟，市场销售的产品以 MW 级为主，负荷范围一般最低可至 5%，贵金属用量可低至 0.3mg/cm²；“千方级”阵列化设计成熟，如德国西门子的 24 台模块并联、17.5MW 制氢系统。2023 年中国 PEM 电解槽面向分布式或示范性小规模制氢项目。市场销售的产品多在 MW 级以下，负荷范围最低一般在 10% 左右，贵金属用量较高在 1 mg/cm² 左右；产品设计以单槽为主，尚未出现 10MW 级阵列产品。

2023 年中国碱性电解槽进入技术迭代阶段

零部件性能进展方面，2023 年部分国产化的新型合金催化剂、复合隔膜开始在国内电解槽厂家试用。结合部分厂家披露的研发进展来看，国产催化剂或隔膜等或可实现批量供应，在 1 至 2 年内，并在性能上迭代更新至国际前沿水平；国内主流的中压柱形碱性电解槽结构进展方面，单槽制氢量继续增大，2023 年中国有约 10 款 2000Nm³/h 单槽制氢量的制氢电解槽推出，同时首次推出了 1 款 3000Nm³/h 的电解槽；低压方形碱性电解槽路线进展方面，2023 年中国推出了至少 3 款低压方形碱性电解槽，其中单槽制氢量最高的达到 3000Nm³/h。小型阵列式碱性电解槽方面，并联的子模块电解槽达到 40 台，系统制氢量达到 4000Nm³/h。

国内碱性电解槽的性能指标不断突破

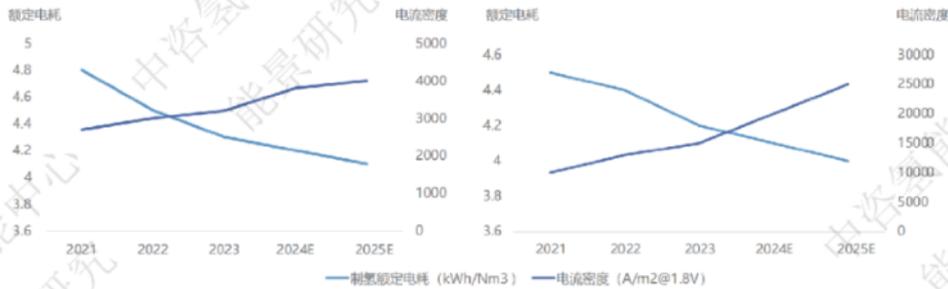
一是额定制氢电耗降低，电流密度升高。制氢电耗、电流密度主要与制氢催化剂活性、隔膜电阻等因素有关。2023 年中国各主流电解槽厂家逐渐采用高活性制氢电极材料替代传统镍电极材料，同时复合隔膜、新型合金催化剂等新型核心零部件供应链正逐渐成熟，提高了行业平均性能水平。2023 年，中国碱性电解槽主要厂家产品的额定制氢电耗平均约在 4.3kWh/Nm³ 氢，电流密度约 3200A/m²@1.8V。结合技术发展，预测到 2025 年，中国碱性电解槽制氢电耗有望下降至平均约 4.1

kWh/Nm³ 氢，同时电流密度升高至 4000A/m²@1.8V。

二是负荷调节范围更宽。电解槽功率负载功率范围主要受隔膜零部件、电解槽结构、工程系统设计等方面影响。2023 年，中国碱性电解槽主要厂家产品的负荷调节范围为 25%-110%。受益于国内电解槽产品设计迭代升级与制氢项目工程应用经验积累，到 2025 年中国碱性电解槽负荷调节范围有望达到 15%-110%。

图 22: 2021-2025 年中国碱性电解槽制氢电耗及电流密度发展趋势

图 23: 2021-2025 年中国 PEM 电解槽制氢电耗及电流密度发展趋势



来源: 中咨氢能中心, 能景研究

注: 基于中国碱性电解槽市场前十企业披露数据平均总结。

国内 PEM 电解槽技术水平也逐步提升

2023 年中国 PEM 电解槽的零部件供应链逐渐形成。包括极板、质子交换膜、催化剂等 PEM 电解槽的核心零部件供应逐渐实现规模化。一方面，2023 年中国国产质子交换膜、催化剂技术等逐渐实现量产；另一方面，2023 年中国燃料电池零部件企业开始涉足 PEM 电解槽领域，开始探索燃料电池极板、膜电极等向 PEM 电解槽的转化应用。

制氢电耗逐步降低，电流密度逐渐升高。2023 年中国新公开的 PEM 电解槽产品在制氢电耗，电流密度等方面均有所提升。这主要得益于电解槽设计经验的积累以及催化剂的逐步优化等。到 2025 年，随着中国电解槽先进零部件供应链的逐渐形成、电解槽设计及项目应用经验积累，PEM 电解槽制氢电耗有望继续下降至约 4.0 kWh/Nm³，同时电流密度升高至 25000A/m²@1.8V。

贵金属用量逐渐降低。2023年，中国 PEM 电解槽贵金属用量仍然较高，阳极部分贵金属铱的负载量约 $1\text{mg}/\text{cm}^2$ 。同时 2023 年实验室内低铱催化剂技术，如核壳结构、原位制备等新型合成理念逐渐实现产业转化。到 2025 年，根据对技术转化进展的预判、各厂家披露的新型催化剂量产规划等因素，中国贵金属铱的用量或可降至约 $0.3\text{mg}/\text{cm}^2$ 。

价格趋势

制氢电解槽的市场价格与技术标准、零部件供应链完善水平、研发成本、生产规模、市场供需关系等有关。对于碱性电解槽与质子交换膜电解槽，由于两类电解槽所处发展阶段不同，其市场价格主要影响因素、下降趋势等有所差异。

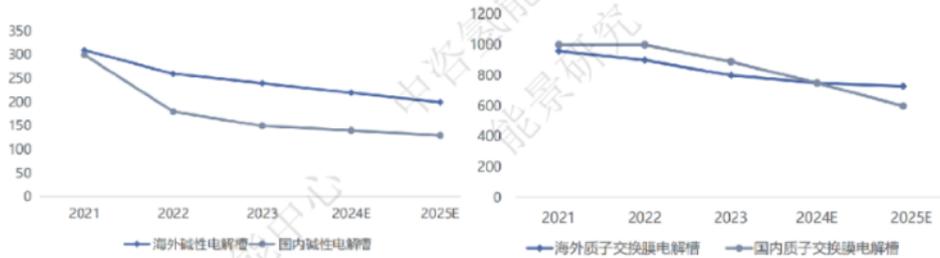
国内碱性电解槽价格下降趋缓

2023 年，海外 5MW 级碱性电解槽市场均价约在 240 万元 /MW，处于较高价格水平。海外碱性电解槽为遵循较高的技术标准而采用的高成本零部件及结构设计，同时较高的人力、管理、研发等附加成本推高了海外碱性电解槽成本及价格。不同厂家由于采用的技术路线等有所差异，市场价格区别也相对悬殊，总体上是中国同规格碱性电解槽价格的 1.5-3 倍。到 2024 年，需求起量或推动海外碱性电解槽均价持续下降。海外绿氢项目建设规模与碱性电解槽市场需求正在快速增大，或将产生多项数十兆瓦至百兆瓦级别的订单，带动海外碱性电解槽产量提高，进而推动生产成本与市场价格降低。综合考虑技术升级、市场竞争等因素，2024 年海外 5MW 级碱性电解槽均价或可下降至 220 万元 /MW 左右，到 2025 年达到 200 万元 /MW 水平。

2023 年，中国 5MW 级碱性电解槽中标平均价格约 151 万元 /MW，相较 2022 年下降了约 16%。主要受益于供应链的逐渐成熟与市场规模增大。2024 年之后的短期内，中国碱性电解槽进入技术迭代期，价格降速或会放缓。一方面，国内绿氢项目逐渐走向商业化运营，市场对电解槽的关注点逐渐由“能用”转向“好用”；另一方面，为开拓海外市场，国内碱性电解槽技术标准或将逐渐向海外靠拢，对新型电极、隔膜等零部件的需求增大，短期内维持较高研发成本与零部件成本。在国内新型零部件供应链成熟后，或再次进入价格快速下降阶段。综合考虑技术升级、市场竞争等因素，2025 年中国 5MW 级碱性电解槽均价或可降至 130 万元 /MW 左右。

图 24: 2021-2025 年国内外 5MW 级碱性电解槽市场均价 (万元/MW) 下降趋势

图 25: 2021-2025 年国内外 MW 级质子交换膜电解槽市场均价 (万元/MW) 下降趋势



来源: 国内外电解槽招投标及订单信息, 中咨氢能中心, 能景研究整理

国内外 PEM 电解槽价格相近

2023 年, 海外兆瓦级 PEM 电解槽市场均价约 800 万元/MW 左右, 市场价格达到较低水平。这主要源于海外 PEM 电解槽相对完善的供应链与较大的市场需求。到 2024 年, 随着海外绿氢项目建设加速, 海外 PEM 电解槽市场需求或将持续增长, 推动海外 PEM 电解槽市场价格进一步下降。综合考虑贵金属材料成本、海外零部件供应链体系发展情况等因素, 2024 年海外兆瓦级 PEM 电解槽市场价格或在 750 万元/MW 左右, 到 2025 年下探 730 万元/MW 水平。

2023 年, 中国兆瓦级 PEM 电解槽中标均价约 890 万元/MW, 相较 2022 年下降了约 11%。该较大降幅主要与 2023 年中国订单增多有关。到 2024 年, 国内 PEM 电解槽受益于供应链逐渐完善, 或将推动 PEM 电解槽价格继续降低。一方面, 受技术具有较高相似性的燃料电池零部件供应链带动, 国内 PEM 电解槽零部件供应链将加快完善; 同时, 燃料电池零部件供应链成本持续下降, 或将推动 PEM 电解槽零部件成本快速降低。综合考虑产业链发展、市场竞争等因素, 2024 年中国 PEM 电解槽均价或可达到约 750 万元/MW 水平, 2025 年下探 600 万元/MW 水平。

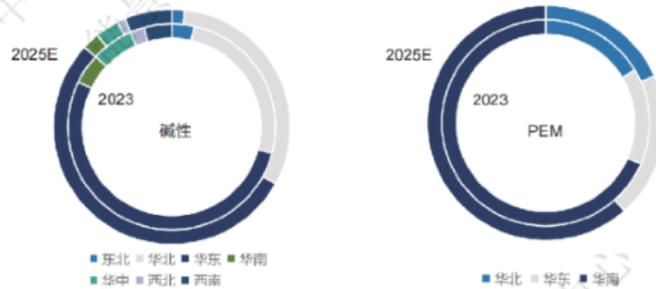
产能及市场

2023 年, 受全球电解槽市场持续扩张的预期驱动, 国内外电解槽厂家进行积极扩产。其中, 海外产能部分, 据海外企业披露的扩产信息, 到 2023 年 12 月底海外

电解槽达到产能约 17.3 GW/年，其中碱性电解槽产能达到约 6.8GW/年，PEM 电解槽产能达到约 0.5GW/年。中国产能部分，据国内企业披露资料，到 2023 年 12 月底中国电解槽产能达到约 18GW/年，其中碱性电解槽产能达到约 16GW/年，PEM 电解槽产能达到约 2GW/年。

到 2025 年，中国电解槽产能或将实现翻番。近年来，国内外多项百兆瓦级大型绿氢项目规划陆续投建，带来电解制氢设备市场的快速增长。同时，国内正有约 15 家电解槽基地正在新建或扩产。根据国内各企业披露的产能规划数据，到 2025 年，国内碱性电解槽产能或将达到 44GW/年，PEM 电解槽产能达到约 6GW/年。

图 26 中国碱性电解槽、PEM 电解槽产能地区分布图



来源：中国电解槽企业披露信息及线下调研，中咨氢能中心，能景研究整理

地区划分：华北：北京、河北、山西、天津、内蒙古；西北：新疆、甘肃、青海、陕西、宁夏；东北：黑龙江、吉林、辽宁；华东：山东、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西；西南：四川、云南、贵州、重庆、西藏；华中：湖南、湖北、河南；华南：广东、广西、海南；港澳台：台湾、香港、澳门

2023 年中国碱性电解槽产能主要分布在华东、华北地区。主要受制造业水平与完善的供应链体系影响，典型如江苏、安徽等省份，2023 年分别有新的 GW 级电解槽制造项目建成。到 2025 年，三北地区如内蒙古等省份的碱性电解槽产能或会增加，主要受到绿氢项目需求、地方扶持政策等推动。

2023 年中国 PEM 电解槽产能主要分布在华南地区。其中，主要受科研院所聚集、海外技术引进等影响，典型如 2023 年中石化、康明斯在广东省合资落地的 PEM 电解槽生产项目。2025 年，根据国内厂家的产能规划情况等，上海、广东等东部城市仍是 PEM 电解槽产能投资中心。

(二) 储运加核心设备

技术进展

多类储运技术齐头并进

2023年，中国储运加氢技术进一步升级和发展，新技术不断涌现。一方面，主流的高压气氢储运设备进一步迭代升级，另一方面，输氢管道、液氢等技术路线在技术研发及产业化上有较多突破。

高压气氢技术继续向“大容量”发展。一方面，2023年中国IV型瓶产品技术逐渐成熟，多家企业的70 MPa IV型储氢瓶的质量储氢密度突破6wt%水平，部分达到6.8wt%；另一方面，瓶体体积进一步增大，2023年中国推出的车载气瓶新产品中，无论III型瓶还是IV型瓶最高容积均达到了390 L，相较已规模化列装的210L气瓶有较大提升。**输氢管道技术研发加速。**2023年中国建成了多个输氢管道实验平台，如全国首个城镇燃气掺氢综合科技实验平台、东方锅炉输氢管道中试平台等。同时输氢管道技术实现多项突破，一是输氢压力增大，如国家管网通过了6.3MPa氢气充装、9.45MPa管道爆破测试；二是管道掺氢比例不断突破，2023年中国管道掺氢比例实验首次达到30%。

固态储氢产业化落地。一是多元固态储氢介质实现产业化，2023年镁基、稀土基固态储氢材料，分别在输氢、轻型动力应用领域等实现了量产应用；二是储氢容量首次超越气氢技术，2023年中国首次推出了基于镁基材料的储氢运输车，储氢容量达到约1.2吨氢，达到2023年中国气氢拖车最高储量的近2倍。

有机液氢、低温液氢核心技术突破。有机液氢方面，2023年中国在储氢介质合成技术、加氢脱氢催化剂等方面进一步突破，如西安交通大学等高校新推出的储氢介质合成技术成本降至传统技术一半以下。低温液氢方面，2023年中国核心装备国产化进程加速，如中国实现了首套10吨/天氢液化装置系统下线、首台民用液氢储运罐车下线、首个加氢站领域90MPa液氢汽化器通过试验等，中国从氢液化到液氢应用的技术链条逐渐打通。

表 7: 2023 年中国氢能储运加核心装备技术性能指标

| 技术类型 | 装备 | 性能指标 | 平均指标 | 前沿指标 |
|------|---------------------------|------------------------------|-------------|--------|
| 高压气氢 | 35MPa III 型储氢瓶 (390 L) | 单支最大储氢容量 (L) | — | 390 |
| | | 质量储氢密度 (wt%) | 2.5wt%-3wt% | 3wt% |
| | | 体积储氢密度 (g/L) | 约 21 | 约 21 |
| | 70MPa IV 型储氢瓶 (390 L) | 单支最大储氢容量 (L) | — | 390 |
| | | 质量储氢密度 (wt%) | 6wt%—6.8wt% | 6.8wt% |
| | | 体积储氢密度 (g/L) | 约 40 | 约 40 |
| | 隔膜式压缩机 | 排气量 (Nm ³ /h) | — | 2000 |
| | 液驱式压缩机 | 排气量 (Nm ³ /h) | — | 2000 |
| | 输氢管道 | 压力 (MPa) | 4-6 | 6.3 |
| | | 天然气掺氢含量 (%) | — | 30% |
| 气氢拖车 | 储氢压力 (MPa) | 20-30 | 30 | |
| | 单车储氢量 (kg) | 250-627 | 627 | |
| 固态储氢 | 固态储氢罐 | 质量储氢密度 wt% | 0.6wt% | 1.1 |
| | | 体积储氢密度 (kg·m ⁻³) | — | 60 |
| 低温液氢 | 车载液氢罐 | 质量储氢密度 (wt%) | — | 10 |
| | | 体积储氢密度 (kg·m ⁻³) | — | 58 |
| 有机液氢 | 氢透平膨胀机 | 液氢产量 (吨/天) | — | 1.5 |
| | 储氢介质 | 质量储氢密度 | 6.20% | 7.30% |

来源: 各企业官方披露数据, 中咨氢能中心, 能景研究整理

注: 表格中平均或最高指标是综合了不同细分技术路线下的整体指标, 如固态储氢的不同储氢材料等。部分数据可能存在偏差

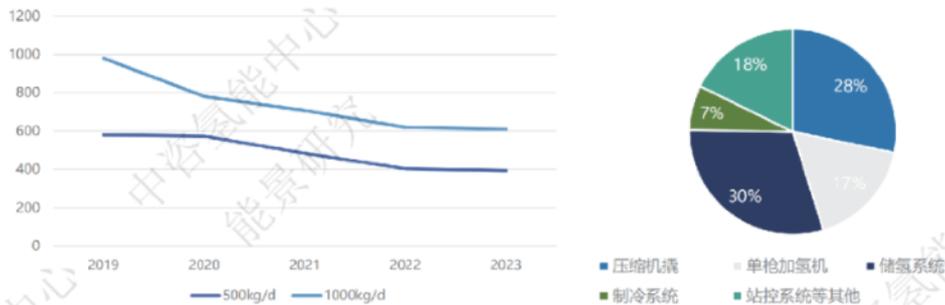
价格趋势

2023 年高压气态储氢装置市场价格降幅较低。以车载场景为例, 中国燃料电池汽车主要采用 III 型 35MPa 高压储氢气瓶, 按储氢量来分主要有单支 140L、160L、210L 等不同型号, 2023 年气瓶市场均价分别约 1.1、1.2、1.9 万元/只(含阀), 相较 2022 年降幅均不足 5%。2023 年高压气态储氢瓶降价幅度小主要归因于材料成本下降空间有限、市场扩张不达预期。材料成本方面, 高压气态储氢瓶的成本主要包括瓶体内胆材料(铝等)、瓶体缠绕层材料(碳纤维等)、瓶阀等材料以及生产工艺等方面。其中, 瓶体材料(除高强度碳纤维)供应链和生产工艺相对成熟导致价格降幅有限; 而高强度碳纤维因较多依赖进口, 难实现成本的快速下降。市场方面, 结合 2023 年中国燃料电池汽车销量市场和储氢瓶库存等因素考虑, 储氢瓶采购量增长不大, 未能形成降价有利因素。2024 年至 2025 年, 碳纤维供应链国产化或将扩大高压气态储氢瓶降价空间。2024 年至 2025 年, 碳纤维供应链国产化将首先推动车载储氢瓶(35MPa)成本下降。国产高强度碳纤维(对

标东丽 T700 以上) 产能正逐渐增长, 供应能力增强, 相对进口品牌价格预计降幅空间可达 50% 以上。2025 年之后, 随着中国 IV 型瓶生产工艺逐渐成熟, 标准体系逐渐完善, IV 型瓶取代 III 型瓶部分市场的积极迹象或可辅助储氢瓶市场价格进一步下降。

图 27: 2019-2023 年国内加氢站成套设备价格 (万元 / 套)

图 28: 2023 年中国 1000kg/d 加氢站成套设备 (35MPa) 成本结构



来源: 中国加氢设备企业公告以及招投标数据, 中咨氢能中心, 能量研究整理

注: 本图 1000kg/d 加氢站成套设备包括 2 套压缩机, 2 套加氢机, 以及 1 套储氢系统、制冷系统、站控系统及其他零部件。

2023 年中国加氢站成套设备降价趋势放缓。2023 年, 中国 500kg/d 加氢站成套设备市场价格约在 395 万元 / 套左右, 1000kg/d 加氢站成套设备市场价格约在 610 万元 / 套左右, 相较上年度同期降幅均不足 5%。加氢站成套设备包括压缩机、加氢机、储氢罐等, 核心零部件基本已实现国产化, 供应链相对成熟, 降本空间较低; 同时技术门槛较高, 依靠技术突破快速降本的难度较大, 因此主要依靠市场规模增大与出货量增长来实现降本降价。2023 年受中国加氢站新建增速下降影响, 对加氢站成套设备市场需求缩减, 虽有部分厂家采取低价竞争策略, 总体市场价格仍维持与上一年度相近水平。2023 年加氢站成套设备的采购成本中, 压缩机、储氢系统、加氢机占主要部分。以 1000kg/d 的加氢站 (35 Mpa) 情景为例, 压缩机、储氢系统、加氢机 3 部分占到成套设备成本的 75% 左右; 部分加氢站配备进口压缩机、加氢机等, 则 3 部分的成本占比或可超过 80%。

产能及市场

多类运输技术进入示范元年

一是输氢管道项目开始落地。2023 中国输氢管道主要沿长距离输氢、建筑供能

等方向展开示范。长距离输氢方面，多条输氢管道项目规划或开建，如中石化1132km“乌兰察布-燕山石化”纯氢管道项目开始选址规划、内蒙古中国首条长距离天然气掺氢管道258km“包头-临河”管道开工等。建筑供能方面，城市燃气示范继续推进，如浙能集团建成了全国首个城燃-氢能制储掺输分用一体化示范项目等。

二是固态储氢迎来产业化节点。2023年，中国固态储氢在氢能运输、氢储能、轻型交通等领域实现了较多突破性的应用。氢能运输领域，中国首台以镁合金材料为储氢介质的镁基固态储氢车下线，固态储氢在大容量氢储运方面首次实现了产业化突破；氢储能领域，南方电网等主持的固态储氢项目首次实现发电并网，固态储氢体积密度高、占地小的场景优势得以验证；轻型交通领域，2023年中国北京、山西、云南多地实现固态储氢氢能单车批量投放，固态储氢在轻型交通领域已进入批量应用阶段。

三是低温液态储氢进入示范应用准备阶段。在产品方面，2023年中国车用液氢储氢系统进入中试，同时液氢重卡开始路试。在项目方面，2023年中国首套10吨级氢气液化装置在山东临淄开工，投产后液氢将用于交通、工业等领域；同时内蒙古、河南、四川等地有多项液氢储运及利用项目列入规划，其中最早的预计将于2024年建成投运。

四是有机液氢有多项首次示范突破。2023年，中国有机液氢在加氢站、建筑供热等场景出现了首批一体化应用项目。加氢站场景，佛山、上海等地建成投运了国内首批基于有机液氢储运的加氢站；应用环节，北京基于有机液氢制氢的纯氢供热示范项目投运。从2023年的示范情况来看，有机液氢的“非危化品”属性在运输、建筑应用场景的优势较为突出。

(三) 燃料电池系统

技术进展

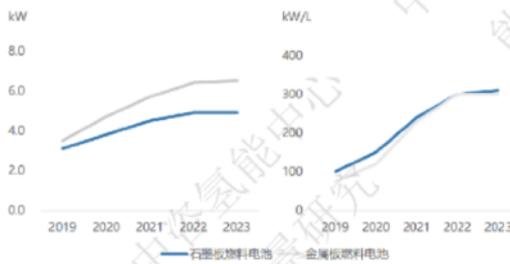
中国燃料电池主要表面性能指标已达国际一流水平

最大功率密度超过国际龙头品牌。2023年国内新推出的燃料电池电堆产品中，石墨板燃料电池电堆最高体积功率密度（不含端板）为4.9kW/L，金属板燃料电池电堆最高体积功率密度（不含端板）为6.5kW/L，已超过了国际上的商业化电堆。如巴拉德石墨板电堆功率密度4.3kW/L，丰田金属板燃料电池电堆5.4kW/L。现

有零部件技术水平下，国内功率密度已达性价比、可靠性的平衡考量点，继续提升尚需在核心材料、零部件等方面更多技术积累。

图 29: 2019-2023 年国内新发布燃料电池产品最大功率 (kW) 体积功率密度 (kW/L)

表 8: 2023 年中国燃料电池部分核心零部件技术指标



| | 性能指标 | 平均指标 | 前沿指标 |
|-------|--------------------------------|------|------|
| 膜电极 | 功率密度 (W/cm ² @0.6V) | 1.6 | 1.8 |
| 质子交换膜 | 厚度 (μm) | 15 | 8 |
| | 质子电导率 (S/cm) | - | 0.3 |
| 碳纸 | 电阻 (MΩ·cm ²) | - | 3 |
| 催化剂 | 铂负载量 (mg/cm ²) | 3 | 2.8 |

来源：各公司官网，中咨氢能中心，能景研究

注：根据中国量产产品的技术指标进行统计，不含研发阶段数据。

2023 年中国燃料电池核心零部件的性能指标不断突破

“卡脖子”核心零部件的国产化技术水平紧追海外。2023 年中国在气体扩散层（碳纸）与气体扩散层方面仍依赖海外进口品牌，但部分国产化产品在性能指标参数上已经达到海外同类型产品水平。其中碳纸的性能参数已达到日本东丽等国际龙头品牌水平，如电阻约 0.3MΩ/cm²；质子交换膜除厚度上仍在 8μm 以上，与美国戈尔的 5μm 尚有一定差距外，在质子电导率等方面与海外已较为接近。

膜电极、催化剂等国产化较高的零部件的性能逐年攀升。膜电极方面，高功率密度量产技术持续进步，2023 年中国商品化膜电极的功率面密度一般可达到 1.6W/cm² (0.6V 电压下)，部分厂商已经可以进行 1.8W/cm² (0.6V 电压下) 膜电极的量产。催化剂方面，贵金属铂的用量逐渐减少，2023 年中国催化剂的铂负载量已降到约 3mg/cm²，部分厂商可做到 2.8mg/cm² 以下。

价格趋势

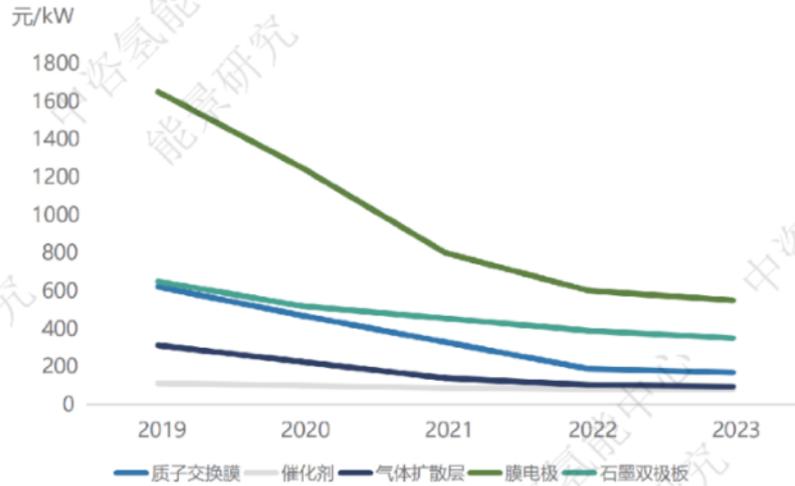
国产替代推动零部件价格不断降低

燃料电池系统包括辅助系统（BOP，含空压机、氢循环泵等零部件）、燃料电池电堆（含极板、质子交换膜、气体扩散层等零部件）两大部分。现阶段中国燃料电

池系统的成本主要与各零部件的市场价格有关。

BOP 部分零部件国产替代基本完成，降价趋缓。2023 年中国 BOP 部分零部件的技术与供应链基本成熟，国产化率基本达到 9 成以上。市场规模因素取代国产替代因素，成为中国 BOP 部分零部件降价的主要驱动力。2023 年中国 BOP 部分零部件中，空压机、氢循环泵等的市场价格相较 2022 年降幅仅约 5% 左右。预计到 2025 年，中国燃料电池汽车市场规模扩大，将驱动 BOP 部分各零部件价格年均降幅在 5%-10% 左右。

图 30: 2019-2023 年中国燃料电池系统零部件市场价格



来源：中咨氢能中心，能景研究整理

注：零部件的市场价格与采购量等因素相关，本图中平均价格与实际价格或有一定差异。

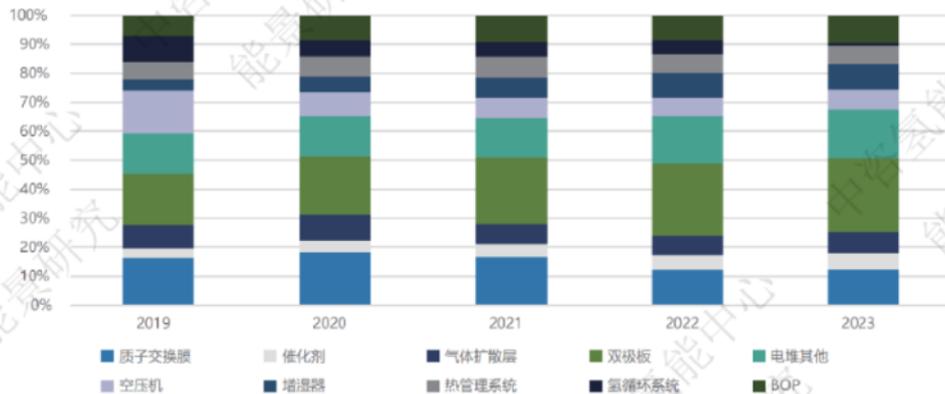
电堆部分零部件国产化替代即将开启，叠加技术进步、市场需求扩大，延续较大幅度降价：

质子交换膜、气体扩散层：2023 年质子交换膜价格降低至约 170 元 /kW，相较 2022 年降低约 10%；气体扩散层价格降低至约 95 元 /kW，相较 2022 年降低约 9%。2023 年，质子交换膜与气体扩散层仍主要依赖进口，其价格降低一是由于国内订单量上升，二是质子交换膜与气体扩散层逐步进入国产化替代阶段，带动进口价格下降。到 2025 年，根据国内各厂家规划，国产质子交换膜与气体扩散层开始批量进入市场，质子交换膜与气体扩散层市场价格分别达到约 127 元 /kW 与 60 元 /kW 左右。

催化剂：2023 年催化剂价格降低至约 75 元 /kW，相较 2022 年降低约 9%。催化剂价格的降低一是由于市场需求与采购量上升，单位生产成本下降；二是由于催化剂制备技术、膜电极制备技术进步，贵金属铂的用量降低。到 2025 年，预计催化剂及膜电极铂载量继续降低，催化剂价格继续降低至 65 元 /kW 以下。

极板：2023 年燃料电池极板价格降低至约 350 元 /kW，相较 2022 年降低约 11%。极板价格的降低主要是由于市场需求与采购量上升，以及自动化生产水平提高，单位生产成本下降。到 2025 年，预计极板随着市场规模扩大继续降价，降低至 280 元 /kW 以下。

图 31: 2019-2023 年中国燃料电池系统成本组成



来源：中咨氢能中心，能量研究

注：由于不同厂家供应链渠道情况各异，本图中的成本结构与实际厂家的成本结构或存差异。

燃料电池系统成本中，电堆部分成本占比逐年增大。2019 年至 2023 年，电堆部分成本在燃料电池系统总成本中的占比由 59.3% 提高到 67.5%。这源于电堆部分零部件的采购价格降幅不及 BOP 部分零部件。到 2024 年，电堆成本占比或将开始下降，一方面，BOP 部分零部件国产化替代基本完成，采购价格下降趋缓；同时，电堆部分零部件逐渐开启国产替代，采购价格或将保持较大降幅。

产能及市场

中国燃料电池企业及建成燃料电池系统产线数量多、规模大

到 2023 年 12 月底，国内已建成燃料电池系统产线的企业约有 60 多家，建成产

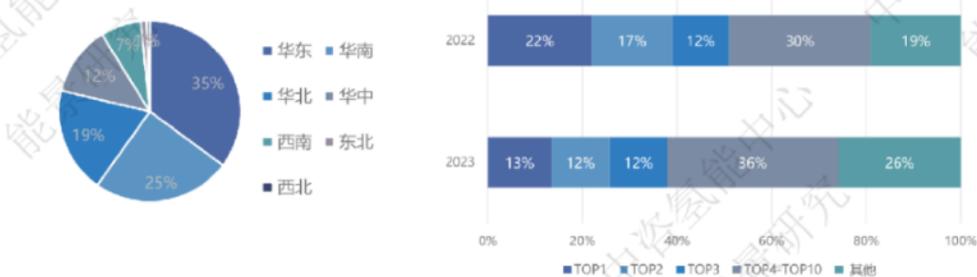
线超过 90 条，燃料电池系统总产能约达 35 万套 / 年。其中，有 6 家企业的产能超过 10000 套 / 年。从地区分布来看，中国燃料电池系统产能主要集中在华东、华南、华北地区。尤其是 5 大“燃料电池汽车示范城市群”内，如广东、上海、山东的产能占到全国产能的近 50%。

2023 年城市群外地区燃料电池系统产能逐渐增多。尤其西北地区省份开始布局引进氢能产业链，如 2023 年陕西首条氢燃料电池系统装配线投产，新疆则有多条氢燃料电池系统生产项目签约或开工。

2023 年中国燃料电池系统市场竞争加剧，市场集中度有所下降。相较上一年度，2023 年中国实现燃料电池系统出货的企业增加超过 10 家（不含子公司）。从市场份额来看，出货前 3 的企业市占率合计降到一半以下，占约 37%；出货前 10 的企业市占率合计由上年度的 81% 降至 74%。

图 32：至 2023 年 12 月中国燃料电池系统产能分布

图 33：2022&2023 年中国燃料电池系统出货企业市占率分布



来源：中国燃料电池企业公告及线下调研，上险量数据、工信部、企业公告等，中咨氢能中心，能景研究

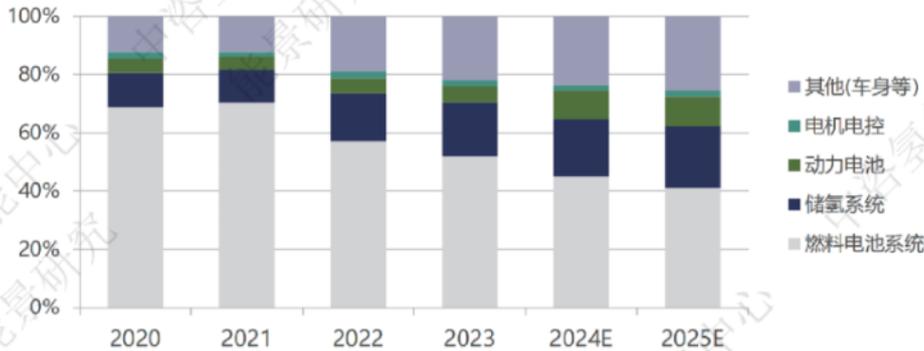
(四) 燃料电池汽车

以重卡为例，各核心零部件成本占比发生变化

重卡各核心部件市场价格降幅及趋势不一，2020 年至 2023 年燃料电池汽车成本结构发生了显著变化。燃料电池汽车的成本构成主要有燃料电池系统、储氢系统、动力电池、电驱电控、车身等 5 个主要部分。2020 年至 2023 年，除车身外，燃料电池汽车核心部件市场价格均呈现下降趋势。

燃料电池系统部分，大幅度市场降价推动其在重卡零部件成本中的占比降至近 5 成。燃料电池系统主要包括燃料电池电堆，以及空压机等 BOP 辅助系统零部件。2020 年至 2023 年，燃料电池系统主要受到 BOP 辅助系统零部件国产化替代、生产规模扩大等因素推动，市场售价降幅达到近 70%，在燃料电池汽车各部分中降幅最大。以燃料电池重卡车型场景为例，2020 年至 2023 年燃料电池系统成本占比由约 69% 降低到约 52%。到 2025 年，燃料电池系统中电堆部分或将开启国产化替代，推动燃料电池系统市场价格进一步降低，燃料电池重卡车型场景中，成本占比有望进一步降低到约 41%。

图 34：2020-2025 年 49t 燃料电池重卡零部件成本构成



来源：中咨氢能中心，能景研究

注：该图 49t 燃料电池重卡配置为燃料电池系统 160kW；储氢系统压力为 35MPa，储氢量约 40kg；动力电池 100kWh

储氢系统部分，降价幅度较低使其在重卡零部件成本中的占比升高至 2 成。2020 年至 2023 年，储氢系统市场价格降幅相对较低，成本占比逐年升高。储氢系统主要由储氢瓶组、储氢瓶阀等构成。2020 年至 2023 年，中国燃料电池汽车以 35MPa 储氢系统为主，生产工艺、供应链均已相对成熟，市场价格下降主要受规模化推动，降幅约 12% 左右，除车身外降幅最低。在燃料电池重卡车型场景下，2020 年至 2023 年储氢系统成本占比由约 12% 升高到约 19%。到 2025 年，储氢系统中 IV 型瓶等低成本技术路径初步进入市场验证，预计对储氢系统降本效益仍然较小，储氢系统降价仍主要靠市场规模化驱动。预计储氢系统在燃料电池汽车成本中的占比进一步增高，燃料电池重卡车型场景中，成本占比进一步升高到约 21%。

动力电池与电驱电控系部分，成本维持在重卡零部件总成本的 1 成左右。2020 年至 2023 年，动力电池与电驱电控系统市场价格降幅仅次于燃料电池系统，维持较低成本占比。燃料电池汽车的动力电池与电驱控制系统在规格、技术上与锂电池汽车较为接近。受锂电池汽车市场规模化起量带动，2020 年至 2023 年动力电池、电驱电控市场价格分别下降约 40% 与 50%。在燃料电池重卡车型场景下，2020 年至 2023 年动力电池与电驱电控成本合计占比维持在 7% 左右。到 2025 年，动力电池与电驱电控系统降价主要依靠生产技术迭代推动以及锂电汽车市场规模的进一步扩大，预计市场价格继续小幅下降。但价格降幅预计不及燃料电池系统降幅，在燃料电池汽车成本中的占比将小幅上涨到约 12% 左右。

(五) 氢基燃料

氢基低碳甲醇

低碳甲醇解决方案及技术路径逐渐明晰

2023 年是中国各种氢基低碳甲醇技术实现工业化应用的重要一年。其中，绿氢耦合煤制甲醇（绿氢 + 煤）技术、绿氢耦合生物质制甲醇（绿氢 + 生物质）技术、二氧化碳加氢制甲醇（绿氢 + CO₂）技术等 3 种技术工艺中均需增加额外绿氢。后文以介绍这三类工艺为主。从技术成熟度来看，2023 年中国 3 种氢基低碳甲醇技术仍处于示范或技术引进的阶段，核心技术难题及解决方案逐步明确，部分核心技术逐渐实现国产化替代。

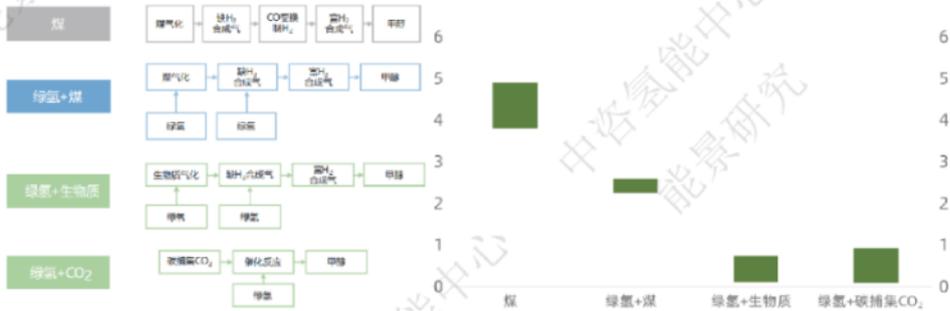
绿氢的规模化供应可行性得到验证，技术优化方向更加明确。绿氢规模化制备管理技术逐步升级。2023 年中国首次实现了百 MW 级制氢电解槽项目示范运行。在百 MW 级项目投运基础上，如何实现能量管理系统的进一步优化与整合、搭建更高效的安全控制系统等，以实现制氢电解槽与波动性风光电力的高效匹配，做到氧中氢或氢中氧浓度的及时监控及制氢系统自动化响应，或是制氢侧技术要点。**高效供氢网络系统设计逐步优化。**2023 年中国首次实现了“储氢罐 - 输氢管道”相结合的炼化场景绿氢供应技术模式。扩展到甲醇合成场景，在风光制氢不稳定与甲醇生产连续性用氢之间存在矛盾的背景下，设计涵盖电解槽 BOP 系统（氢纯化、电控等）、储氢系统、输氢管道系统等高度集成的一体化、低能耗、自动化控制管理技术，或是重点核心技术。

氢基低碳甲醇合成技术开启实践，核心装备、催化剂等进入工业级应用阶段。a)

绿氢耦合煤制甲醇（绿氢 + 煤）技术方面，低成本、高效的原有甲醇装置改造技术逐步推进。一是控制及监测系统的改造，对水煤气变换、绿氢储罐及管道供应等添设管理系统；二是智能管理策略升级，由原有的煤制氢“氢/碳平衡”监测及自动控制、升级为“煤制氢 + 绿氢”“氢/碳平衡”监测及自动控制等。**b) 绿氢耦合生物质制甲醇（绿氢 + 生物质）技术方面，新型反应路径、新型气化炉设计等即将进入示范阶段。**生物质气化技术复杂多样，不同生物质气化工艺（含气化剂、温度、压力等多维考虑）、绿氢补充比例等条件下，甲醇生产的产量、碳排放量、成本等有着较大差异。2023年开工的中能建松原绿色氢氨醇一体化项目采用的“生物质气化制CO₂+绿氢”工艺或是碳排放最低、甲醇产量最高的一种技术路线。**c) 二氧化碳加氢制甲醇（绿氢或灰氢+CO₂）技术方面，“二氧化碳加氢催化”、“碳捕集”两项核心技术逐步突破。**从2023年中国建成的2项万吨级二氧化碳加氢制甲醇项目来看，“碳捕集”技术已实现国产化，同时国内各研究机构将“降本”作为“碳捕集”技术下一步研发重心之一；“二氧化碳加氢催化”技术均源自于冰岛CRI公司，国内来自大连化物所等的国产“二氧化碳加氢催化”技术正在规划进行万吨级示范。

图 35：2023 年中国煤制甲醇及氢基低碳甲醇主流技术路径

图 36：2023 年不同绿氢制甲醇技术路线下甲醇燃料全生命周期碳排放 (kgCO₂/kg 甲醇)



来源：中咨氢能中心，能景研究

注：1. 全生命周期包含从原料到生产、运输过程。2. 仅比较了使用绿氢合成甲醇的技术，其他如生物质制甲醇、副产氢制甲醇等未比较。3. 各技术路线的碳排放在不同生产工艺、原料品质、生产规模等因素影响下，碳排放有着较宽的范围。

3 种氢基低碳甲醇技术减碳幅度不一

“绿氢 + 生物质”甲醇燃料的全生命周期碳排放处于最低行列。以“绿氢 + 秸秆生物质”生产的甲醇为例，来自秸秆生物质原料的碳排放由于来自大气，接近于零；

生产过程碳排放主要来自生物质气化或甲醇生产过程中的化石燃料燃烧供热。再加上运输等过程产生的碳排放后，“绿氢+生物质”甲醇燃料全生命周期碳排放约 0.12-0.74 kgCO₂/kg 甲醇。当采取升级供热系统、利用其他装置余热供热等节能工艺后，碳排放理论上可低至 0.12kgCO₂/kg 甲醇。

“绿氢+碳捕集 CO₂”甲醇燃料的全生命周期碳排放视工艺过程等决定。对“绿氢+碳捕集 CO₂”甲醇来说，来自工业尾气 CO₂ 原料的碳排放可视为接近于零（此处仅限未参与过碳认证或未计算过减碳量的尾气）；生产过程中的碳排放主要来自二氧化碳加氢反应所需的供热过程等。加上运输等过程碳排放后，“绿氢+碳捕集 CO₂”甲醇燃料全生命周期碳排放约 0.12 t-0.94 tCO₂/吨甲醇。若采用绿电、绿氢、生物质供热等低碳方式进行供热，全生命周期碳排放理论上可降至约 0.12 kgCO₂/kg 甲醇。

“绿氢+煤”甲醇燃料的全生命周期碳排放较高。对“绿氢+煤”甲醇来说，来自煤炭原料的碳排放超过 1.5 kgCO₂/kg 甲醇；生产过程中的碳排放主要来自燃料煤、煤气化尾气等，完全取代传统“煤制甲醇”的水煤气变换过程后，碳排放同时甲醇产量增加，甲醇生产碳排放放在 0.6-1.0 kgCO₂/kg 甲醇之间。加上运输等过程碳排放后，碳排放放在 2.2-2.6 kgCO₂/kg 甲醇之间。

国际航运市场将成为绿色甲醇的重要推动力

甲醇的下游需求以化工合成原料为主，需求逐年增长。根据中国氮肥工业协会等的的数据，2019-2023 年，国内甲醇下游市场需求年平均增长率超过 7%，2023 年中国甲醇表观消费量接近 0.95 亿吨。其中甲醇制烯烃是增长的主要支撑，2023 年甲醇制烯烃的甲醇消费量占到甲醇总消费的 50% 以上。其他如醋酸、MTBE、二甲醚、甲醛等 4 种主要化工品种的生产占近 3 成。

甲醇燃料市场需求开始起量，航运领域对绿色甲醇的需求是主要支撑。2023 年，在国际海事组织、欧盟等的减碳政策驱动下，中远海运、欧洲马士基等国际航运龙头开始寻求绿色甲醇燃料供应。一方面，按国际海事组织计划，到 2030 年左右国际航运业零碳燃料的应用须达到 5%-10%，相应地到 2030 年全球绿色甲醇需求或可达 1000 万吨/年。另一方面，从甲醇燃料船舶订造情况来看，截至 2023 年 12 月底，全球累计甲醇燃料船舶订单对应的绿色甲醇燃料需求已达约 600 万吨/年，若造船周期为 4 年，则到 2028 年 600 万吨/年的需求可全部释放。

绿氢制绿氨

绿氨主要是由绿氢对灰 / 蓝氢的替代

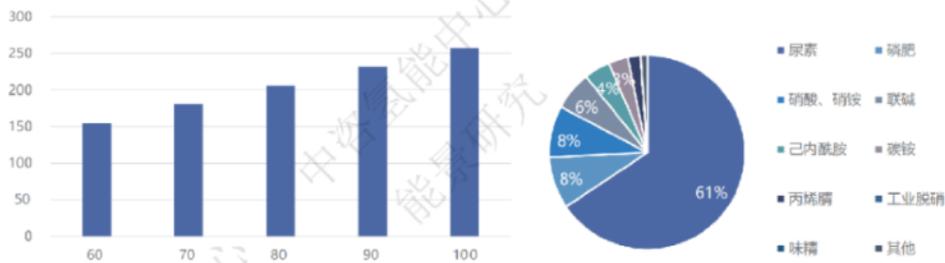
绿氢可完全取代传统煤制氨工艺中的煤制氢步骤，生产全生命周期零碳排放的“绿氨”。合成氨生产的两项原料分别为氢气与氮气，其中氮气可从空气中提取，氢气采用化石能源制氢或绿氢。

合成氨等工业领域进行绿氢替代可产生 CEA 节余，抵消其超出传统工艺成本的 5% 至 20%。煤制合成氨碳排放主要来自原料煤、综合能耗 2 大环节，绿氢主要替代原料煤环节。按照工信部发布的《合成氨行业规范条件》，使用碳排放最低的优质无烟块煤时，原料消耗不超过 1050 标准煤 / 吨氨。再按照国家发改委能源研究所推荐的 2.46 吨碳排放 / 吨标准煤比例计算，煤制合成氨原料碳排放最低标准线 2.58 吨 / 吨氨。若绿氢碳排放按北京燃料电池汽车方法学中的 6.661 kg/kg 氢气计算，绿氢替代后吨氨碳排放约 1.38 吨，可产生约 1.20 吨 CEA 配额节余；若按绿氢零碳排放计算，可产生每吨氨约 2.58 吨的 CEA 配额节余。

产生的 CEA 节余可用于抵消因绿氢替代而上升的部分成本。根据复旦碳价指数，2023 年 11 月全国碳排放配额 (CEA) 买卖中间价格预期为 80.15 元 / 吨，若考虑绿氢全生命周期碳排放，则每吨绿氨可通过 CEA 交易获得 96 元收益；若按绿氢零碳排放计算，则每吨绿氨可通过 CEA 交易获得 200 元收益。当绿氢成本与煤制氨成本相差 5 元 / kg 时，绿氢成本约比煤制氨高 1000 元，即绿氨通过售卖 CEA 节余的收益，可抵消其高出煤制氨成本的 5% 至 20%。

图 37: 不同 CEA 交易价格 (元 / 吨 CO2) 下绿氨收益估算 (元 / 吨绿氨)

图 38: 2022 年中国合成氨消费结构



来源: 卓创资讯, 中咨氢能中心, 能景研究

注: 基准线值参考工信部《合成氨行业规范条件》内优质煤原料煤消耗标准估算、绿氢碳排放按 0 计算。

短期内，精细化工或是绿氨最大市场

绿氨的市场主要有农业、化工、能源等三大主要市场方向。其中，农业领域主要用于尿素、磷肥等肥料的生产，化工领域主要用于硝酸、己内酰胺、丙烯腈等化工产品生产，能源领域潜在应用场景主要有储氢载体、交通燃料、火电厂掺氨燃烧等。

当前农业领域总体用氨成本相对较低，绿氨获利空间较小。从氨的供应及用氨成本来看，国内尿素以及部分磷铵肥的生产多拥有自建合成氨装置，用氨成本取决于煤炭、天然气市场价格以及合成氨装置效率，用氨成本一般在 1500-3000 元/吨不等。**结合农业领域下游产品利润来看，农业领域对氨原料的可接受价格或不超过 4000 元/吨。**以尿素为例，2018 年至 2022 年，尿素处于最高价位时为 2600 元/吨左右，最低价位时在 1700 元/吨左右。结合各阶段综合原料成本、工艺成本等因素测算，若不赔不赚，尿素处于最高、最低价位时对应合成氨成本分别约 3900 元/吨至 2200 元/吨，处于绿氨成本线及以下水平。

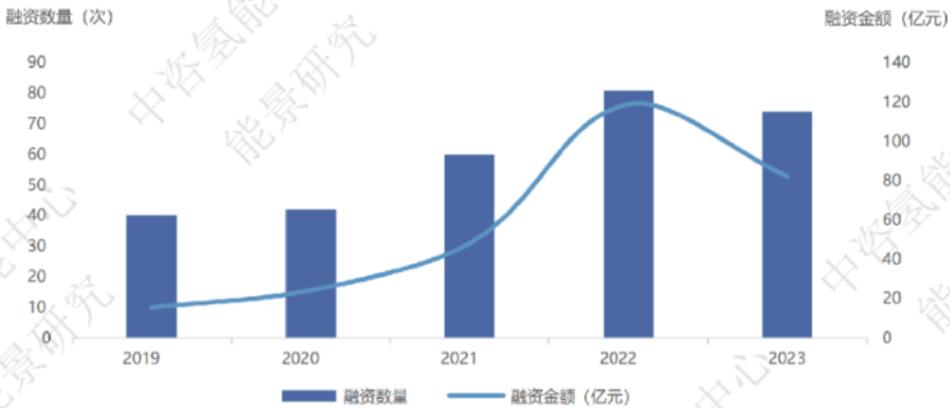
化工领域总体用氨成本相对较高，绿氨获利空间较大。从氨的供应来看，除部分硝酸生产外，国内己内酰胺、丙烯腈的生产多采用外购优等品液氨，近 5 年采购价格及成本总体呈现上涨趋势。根据生意社大宗商品数据，2019 年国内优等品液氨年末价格为 3173 元/吨，至 2022 年年末涨至 4673 元/吨。**结合化工领域下游产品利润来看，某些化学品对氨原料的可接受价格或可超过 4000 元/吨。尤其在丙烯腈、己内酰胺等化学品领域，丙烯、纯苯等烃类原料是成本大头，氨原料居次位，**氨原料的涨价对成本影响相对较小。2018 年至 2023 年，国内己内酰胺年末价格在 11000-15000 元/吨之间波动。结合各阶段综合原料成本、工艺成本等因素测算，若不赔不赚，2023 年对应合成氨成本约 2200-5000 元/吨。等 2024 年纯苯价格回落，对氨是可接受价格或会进一步提高。

能源领域，绿氨交易价格高而有限。现阶段国际绿氨交易价格在 600-800 美元/吨。中短期内，能源领域国际低碳氨及绿氨或将呈现供过于求格局，定价以供需逻辑为主、成本逻辑为辅，或将维持在绿氨生产成本线附近。以美国墨西哥湾沿岸绿氨项目为例，11 月交付给欧洲的一批绿氨价格为 789.58 美元/吨，为同期欧洲传统现货氨的 2 倍左右；根据麦肯锡咨询公司报告，2022 年墨西哥湾沿岸绿氨项目的绿氨消耗成本约为 500-900 美元/吨。

第五章 氢能行业投融资动态

2023 年氢能领域融资数量金额均同比下降。2023 年氢能领域融资数量共 74 起，较 2022 年同期下降 9%；2023 年氢能领域融资金额达到 82.1 亿元，较 2022 年同期下降 31%。

图 39：2019-2023 年氢能领域融资数量及金额情况



来源：中咨氢能中心，能景研究

2023 年氢能领域融资动作仍集中在 A 轮

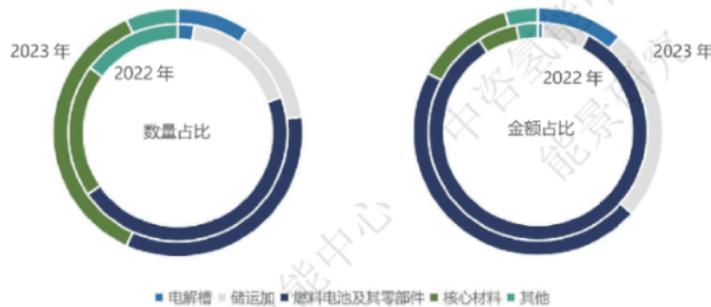
从各轮次融资的数量和金额来看，2023 年氢能领域融资仍集中在 A 轮。**种子轮 + 天使轮**总体变化不大，融资金额共计 2.3 亿元，同比上升 3.6%，融资金额增加约 0.08 亿元；**A 轮企业数量仍然最多**，2023 年 A 轮融资数量为 31 起，融资金额共计 18.5 亿元，同比下降 28.7%，融资金额减少约 7.46 亿元。但除去 2022 年国氢科技（A+ 轮融资 16.6 亿元）的大额融资，2023 年 A 轮融资的金额较 2022 年有所增长；**B 轮数量减半、总金额锐减**，2023 年 B 轮融资数量为 10 起，较 2022 年减少 9 起；融资金额共计 8.8 亿元，同比下降 87.3%，融资金额减少 60.69 亿元；**C 轮数量与金额翻倍**，2023 年 C 轮融资数量为 9 起，较 2022 年增加 4 起；融资金额共计 27.2 亿元，同比增长 109.2%，融资金额增加 14.2 亿元。

电解槽和核心材料成为氢能领域融资新风向

从各产业环节的角度来看，**电解槽和核心材料环节的融资数量与金额均较同期有不同幅度增长，成为氢能领域融资新风向。**电解槽（ALK、PEM、SOEC等），2023年电解槽环节融资数量为7起，较2022年增加5起；融资金额为9.2亿元，同比增长922.2%，融资金额增加8.3亿元。**储运加（制储氢罐、压缩机、加氢站运营等环节），2023年储运加环节融资数量为10起，较2022年减少4起；融资金额为20.7亿元，同比增长153%，融资金额增加12.5亿元。**

燃料电池及其零部件（燃料电池系统及膜电极企业），2023年燃料电池及其零部件环节融资数量为25起，较2022年减少12起；融资金额为38亿元，同比下滑61.6%，融资金额减少61.1亿元。其中，2022年国氢科技（A+轮融资16.6亿元、B轮融资45亿元）融资61.6亿元。**核心材料（催化剂、膜等电化学核心材料企业），2023年核心材料环节融资数量为27起，较2022年增加11起；融资金额为10.6亿元，同比增加53.2%，融资金额增加3.7亿元。****其他（包括设备企业、技术服务企业、车辆运营企业等），2023年其他环节融资数量为5起，较2022年同期减少7起；融资金额为3.5亿元，同比下滑7.9%，融资金额减少0.3亿元。**

图 40：2022&2023 年氢能领域不同产业环节的融资数量及金额占比



来源：中咨氢能中心，能景研究

产业投资人开始投早期，券商投资机构大举进入氢能中晚期融资

在氢能企业的 A 轮及 pre-A 轮以前的融资阶段，财务投资人和产业投资人各占一

半的投资比例。在当前内外部环境下，财务投资人一般为了博取更高收益，会重点找早期团队或者自己筹建核心团队。2023年在氢能早期的财务投资人中看到了更多知名VC机构的加入，如氢辉能源在A轮融资获得红杉资本的投资，上海碳际在A轮获得了武岳峰科创的投资等。但与其他行业不同的是，氢能企业A轮投资人中开始出现更多的产业投资人，或是在设备企业为延展其产业链，如远景创投投资了氢辉能源、上海慕帆动力，或是大型能源企业旗下基金选择相关企业进行投资，如国家电投基金投了中科易氢，东方江峡投资了天津大陆，浙能集团投资了中太海事技术等。

氢能企业的B轮和C轮的投资人中，券商投资机构更活跃。随着氢能政策及产业趋势等的逐渐明晰，券商、银行类机构开始关注大举进入行业，从企业资金需求量、券商及银行本身的投资偏好来说，B、C轮也更受这类投资机构的偏好。在2023年获得融资的、处于B轮和C轮的氢能公司一般已成为行业细分龙头，在市场占有率或技术领先性具备了一定的确定性。典型的投资案例包括中金公司投资了氢途科技的C轮，开源证券投资了峰源科技B+轮，海通证券投资了赛克赛斯B轮，诚通混改、国投招商、工银投资等投资了中科富海C轮等。

第六章 2024 年氢能产业趋势研判

国内外产品差距逐渐缩小，核心零部件性能和工程可靠性同样重要

2023 年国内外产品性能逐渐追平。主要体现在一是国内开展了较多的氢能产业示范项目，提供了大量技术验证与工程应用经验反馈，推进带动了电解槽、燃料电池等产品的迭代提升。二是国内氢能核心零部件逐步实现自主化生产，如膜电极、电解槽复合隔膜等，国产供应链技术水平逐步提高；三是部分领域产品的技术指标已达国际领先水平，典型如燃料电池功率密度、电解槽的单槽制氢量等。

未来关键产品的可靠性也将成为重要参考要求。一是国内外产品本身的差异在于关键指标和可靠性，典型如制氢电解槽的功率响应速度快慢、长时间运行下的制氢电流衰减等，直接影响电解槽对可再生电力波动的适应性以及电解槽的寿命。二是国内氢能标准体系将逐渐完善，针对不同场景下的适用性，或将更加具体规范的标准；三是随着燃料电池 / 绿氢示范项目的逐渐推进，项目方将更加注重燃料电池 / 电解槽等产品的安全性、以及长时间运行下的可靠性与寿命等，响应快、低维护、智能化、长寿命等或将是新的关注重点。

技术路径多样带来不确定性，找到合适应用场景成为发展潜力的关键

2023 年技术方向层出不穷。中国氢能产业处于发展早期，多元创新技术不断涌现是基本特征。一是重点产品的技术发展方向上存在差异，典型如制氢电解槽“中压柱形结构”与“低压方形结构”路线；二是各环节的技术路径不断出现，如 2023 年中国推出了首款 AEM 电解槽产品，国家能源集团、中广核等在多个示范项目也开始试用 SOEC 电解槽；三是以氢为原料衍生出了很多新的产品，如绿氨、绿色甲醇、绿色航煤等。

不同阶段找到适合的应用场景为关键。一是不同技术路径的优劣势不同，决定其不同场景下拥有不可替代性，典型如 PEM 电解槽在制氢加氢一体站、分布式氢储能等小规模制氢场景，碱性电解槽在绿氨、绿色甲醇等工业级规模化制氢场景；二是不同技术路径的需求场景是多元化、分散性的，其市场起量也有着阶段性，如氢发电之于电网公司、之于氯碱等副产氢丰富场景的企业，资源、政策、技术等多方面决定了其需求。三是未来市场规模潜力决定投入了投资金额和阶段，投资金额则

又影响技术发展进程、示范项目推进速度，最典型如燃料电池叉车、单车等补贴范围外的产品，在较大的市场规模体量背景下中国有了数十家相关布局企业，而随着投资推动加氢站、技术的完善后 2023 年市场销量逐渐开始起量。

绿氢经济性仍为关键，局部区域将会率先实现经济可行性

绿氢经济性仍为当前阻碍因素之一。一是部分地区的电价政策对绿氢项目不够适用，导致低电价弃电等的获取仍有难度，此外绿氢装备的购置成本也仍然较高；二是设备的技术及工程方案仍不完善，在对风电、光伏等波动电力的发电小时数未充分利用，造成产量、回报等不及预期；三是绿氢消纳未成体量，燃料电池汽车、绿氨、绿色甲醇各领域或规模尚小、或地区供需分布不均衡。

未来局部会率先迎来经济性。一是经验积累、技术进步将带动更具经济性的方案，如中石化先是采用光伏制氢、后采用风/光一体化制氢，同时开发柔性制氢方案，逐步提高制氢装备利用率；二是商业模式不断推陈出新共同促进消纳，如 2023 年吉林省提出“吉氢入海”构建氢基能源消纳渠道，国电投、中广核等与中远海运签署绿色甲醇产销协议，实现绿氢对口消纳；三是局部省份发布的可再生资源鼓励政策，可支撑氢基能源项目更具经济性，如部分省市明确提出了绿氢补贴政策、部分省市在生物质回收、处理等方面均给出了更优惠的政策。

氢作为长时储能将开始发挥重要作用，成为综合能源解决方案中的重要一环

2023 年长时储能在中国的重要性更加突出。一是新能源消纳压力逐年上升，2023 年中国可再生能源新增装机同比增长达到约 107%，到年底装机总量占到了中国电力总装机的 52%，而发电量仅占全社会用电量的三分之一。二是现阶段主流的锂电储能较难满足快速增长的电力调峰需求，在大容量、长时间储能场景下，锂电的安全管理问题尚存挑战，部分电力领域政策对锂电池的类型等也开始有所限制。三是对配储更加重视，内蒙古、吉林等新能源大省明确规定了新增可再生能源项目的配储比例，部分省份规定储能时长在 4 小时以上（长时储能）。

氢储能优势开始显现。一是场景适用，其储能规模大，时间长，可帮助将无法上网的、无法利用的“弃电”“指标”利用起来；二是技术进步提高氢储能可行性，如电解槽、热电联供系统等能量利用率逐年提高，液氢等大规模储氢技术逐渐突破，推动氢储能的效率、规模不断提升；三是示范项目开始推进，2023 年开始取证运营的安徽六安 MW 级氢储能项目、南方电网固态储氢并网项目等在技术上、商业

模式上实现了率先示范，位于新疆的 GW 级氢储能项目也于 2023 年宣布开工。

氢能交通应用进入产品性价比比拼的关键时刻，氢能重卡将逐渐发挥更大价值

2023 燃料电池市场竞争趋烈。一是性价比快速提升，在燃料电池系统的市场平均价格继续大幅下降近 20% 的背景下，2023 年多家企业推出了 300kW 级大功率系统，中国燃料电池技术水平整体快速提升。二是市场有限而补贴同样有限，2023 年中国部分燃料电池系统头部企业的销量仅百套水平，而政府补贴额度虽大，接收补贴的企业同样超过 20 家，只有更具性价比的企业才能获得更多销量、更多补贴。三是能否推开关键问题在于经济性和可靠性，通过持续降低燃料电池汽车的购置价格、保障汽车在长时间运行下的低维护与可靠性、保障廉价氢燃料的供应稳定性，才能真正实现燃料电池汽车的市场化，增大市场规模。

氢能重卡市场逐渐发挥更大作用。一是燃料电池技术不断进步，300kW 动力技术逐渐成熟，更加满足重卡市场“长程重载”的需求，推动重卡领域的市场空间持续扩张。二是国内大流交通干线上的加氢站配套更加完善，氢能高速干线不断增加，如 2023 年国内“氢能源沪甬城际物流干线”“渝黔氢能绿色物流干线”等多条干线打通，保障了氢能重卡的远距离跨区物流运输需求；三是部分区域的廉价氢气供应逐渐完善，部分有绿色转型担当的企业开始成批量采购燃料电池重卡，在 2023 年国内出现的百辆级燃料电池汽车订单多数为重卡。

国内碳市场重启将带来绿色氢基能源机遇，有绿色转型担当的企业会成为主要推动者

全国碳市场重启扩容带来机遇。一是重启政策开始启动，2023 年生态环境部发布了有关石化、化工等重点行业企业碳排放核查报告工作要求等一系列的政策文件，CCER 交易即将加快重启。二是经核算，绿氢项目、氢基能源项目有望将获得较高收益，部分抵消与传统化石能源工艺之间的成本差距。三是相关的标准体系逐渐完善，部分领域开始进入实践阶段，如国家能源集团等联合编制的全球首个可再生能源制氢减排方法学获批，北京、河北、重庆等地开始推出燃料电池汽车碳核算方法学并开始筹划示范。

有绿色转型担当的企业率先布局。首先是碳交易对提高绿氢项目经济性效果较佳，以 2023 年中国碳市场交易价格水平，绿氢项目有潜力通过 CCER 交易回收设备折

旧成本的 30% 至 60%，绿氨等项目有潜力通过碳配额交易抵消超出传统工艺成本的 5% 至 20%；二是碳市场的开启是逐步的、阶段性的，从碳交易市场扩容覆盖绿色甲醇、氨的生产，到氢能领域碳核算方法学的出台，都仍需求较多的研究与落实时间，布局时机、投入等需要充分衡量；三是部分有 ESG 担当的大型企业会成为主要推动者，如 2023 年中石化、国家能源集团等开启煤化工的绿氢替代项目探索，国电投等电力领域企业也开始推动绿氨等氢基能源的规模化生产。

国际氢基能源市场将率先起量，氢基能源进出口贸易将存机遇

国际氢基能源市场起量趋势已显。一是国际上明确氢基能源认证标准，如 2023 年欧盟正式通过的可再生能源领域法规《可再生能源指令》（RED）新增条款，以及国际绿氢组织第二版绿氢标准（GHS 2.0）中新增绿色甲醇专项标准，为国际氢基能源交易提供了标准保障；二是国际强制性政策增多，如 2023 年国际海事组织设定到 2030 年实现 5%-10% 的零碳航运燃料使用比例，欧盟则规定到 2025 年实现 2% 的可持续航空燃油使用比例。三是氢能能源订单开始起量，2023 年在新加坡进行了国际首次生物甲醇船舶燃料加注，同时日韩、欧美等地区也实现了数笔低碳氨国际交易。

中国氢基能源存出口机遇。一是甲醇在国际航运市场会更快起量，2023 年全球甲醇燃料船舶订单数量实现了成倍增长，同时到 2023 年 12 月底，全球甲醇船舶订单对应的甲醇需求已达到近 600 万吨/年；二是合成氨的交易进口与国际能源价格相关；三是更多大型企业会参与国际绿色氢基能源项目建设，尤其是在“一带一路”国家，如 2023 年中国电建在乌兹别克斯坦承建的绿氢项目开工，中国电建与埃及签订了 120 万吨绿氨项目合作框架。

氢能降本增效将为两高产业绿色低碳转型，打造新质生产力提供可靠支撑

氢能作为一种来源丰富、绿色环保的工业原料和新型能源，类似于石油资源，在碳达峰碳中和背景下，氢能面向新能源和新材料产业具有巨大的应用空间和发展潜力，是逐步实现能源转换替代、可再生能源高效利用、工业制造低碳转型的重要载体和关键材料。伴随低成本、高效率催化剂技术不断迭代，氢能结合二氧化碳资源化利用推动工业减碳，有望打开广阔的低碳化工新材料应用前景。例如连云港石化基地打造“二氧化碳捕集利用—加氢合成绿色甲醇—光伏新材料”产业链，形成新材料和新能源等多元化战略性新兴产业融合发展示范。

下一步宜加速推动氢能新材料规模化替代应用。特别是利用绿氢等低碳替代氢源作为“绿色石油”，深度用于炼油、化工、冶金等行业高碳资源替代，不断强化关键技术攻关和引导示范推广力度，结合二氧化碳资源化利用技术，合成绿色甲醇、氨、淀粉等低碳产品，延伸发展新材料等新型技术路线，加快实现氢能规模化发展和有效构建低碳化工新材料新兴产业体系。

附件

注释：预测及估计

本报告主要注重点全球主要国家及地区的氢能产业发展情况。本报告中的中国地区统计不包括香港特别行政区、澳门特别行政区及台湾地区。

本报告的统计范围的截止日期为 2023 年 12 月 31 日。本报告的统计及预测内容主要基于各类公开资料整理、实地调研和模型得出。

说明：

本报告由中咨公司氢能产业发展咨询中心与北京能景科技咨询有限公司（即能景研究）（以下简称“双方”）共同编撰，其中观点反映了双方内部研究观点。报告内容不具备针对特定问题或情境的专业指导性质，且双方对于报告内容的完整性、准确性不做任何形式的承诺，亦不对任何基于本报告所做出的决策和依赖行为承担责任。

报告中涉及的所有地理信息及地图均严格遵守国际法原则，不针对任何领土主权、边界划分以及地名表述产生影响或预设立场。

报告内未特别注明的数据与分析结果，均源自双方的独家数据源与深度解析。

期待《2024 全球氢能产业展望》对您未来一年乃至更长远时期的发展蓝图提供决策参考。

如有疑问欢迎联系我们：15611655916、010-68733634